Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2006-2008

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2006

Canada

Office national de l'énergie | National Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2006 - 2008

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2006

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2006

N° de cat. NE2-1/2006F
ISBN 0-662-72574-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2006

Cat. No. NE2-1/2006E
ISBN 0-662-~~44~~128-1

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles et des abréviations v

Liste des unités de mesure et des facteurs de conversion vi

Avant-propos vii

Tour d'horizon ix

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Contexte 2
- 2.1 BSOC – Offre de gaz classique 2
- 2.2 BSOC – Méthane de houille 3
- 2.3 Canada atlantique 7
- 2.4 GNL 8

Chapitre 3 : Méthodologie 9
- 3.1 BSOC – Offre de gaz classique 9
  - 3.1.1 Raccordements existants pour le gaz classique 11
  - 3.1.2 Raccordements futurs pour le gaz classique 11
    - 3.1.2.1 Rendement des raccordements futurs pour le gaz 12
    - 3.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz 14
  - 3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest 17
  - 3.1.4 Gaz dissous 17
- 3.2 BSOC – Méthane de houille (MH) 17
  - 3.2.1 Raccordements existants pour le MH 17
  - 3.2.2 Raccordements futurs pour le MH 18
    - 3.2.2.1 Rendement des raccordements moyens pour le MH 18
    - 3.2.2.2 Affectation des forages ciblant du MH selon le regroupement de ressources de MH 20
- 3.3 Canada atlantique 21
- 3.4 Autre production au Canada 21

3.5 Productibilité et demande au Canada 21

Chapitre 4 : Paramètres de productibilité – résultats 23
4.1 BSOC – Offre de gaz classique 23
4.1.1 Diminution de la production des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous 23
4.1.2 Raccordements futurs pour le gaz 23
4.1.2.1 Paramètres de rendement des raccordements futurs moyens pour le gaz 23
4.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz 24
4.2 BSOC – Méthane de houille 28
4.2.1 Raccordements existants pour le MH 28
4.2.2 Raccordements futurs pour le MH 28
4.3 Canada atlantique 29

Chapitre 5 : Perspectives de productibilité 31
5.1 BSOC – Gaz classique 32
5.2 BSOC – Méthane de houille 32
5.3 Canada atlantique 33
5.4 Total – Canada 34
5.5 Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes 34
5.6 Productibilité et demande au Canada 35

Chapitre 6 : Observations, enjeux et conclusions 36
6.1 Observations 36
6.2 Enjeux 40
6.3 Conclusions 42

Glossaire 44

Annexes 48

FIGURES

1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	ix
2.1	Zones de production gazière au Canada	2
2.2	Zones d'étude dans le BSOC	3
2.3	Production de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement	4
2.4	Production de MH selon le groupe de ressources	6
3.1	Exemple de graphique de diminution de la production d'un groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2001)	11
3.2	Exemple de graphique de diminution de la production des raccordements moyens pour le gaz (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2001)	12
3.3	BSOC – Rendement des raccordements moyens pour le gaz	13
3.4	Exemple de productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement (Zone : Sud-est de l'Alberta)	14
4.1	BSOC – Productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement	24
4.2	Croissance et utilisation du parc d'appareils de forage dans le BSOC	26
4.3	Partie des jours de forage du parc d'appareils du BSOC consacrée au gaz et au MH	26
4.4	Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du MH	27
5.1	Forages et productibilité de MH	32
5.2	Perspectives de productibilité au Canada atlantique	33
5.3	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	34
6.1	Évolution du nombre d'appareils de forage dans le BSOC en fonction des prix du gaz	38

TABLEAUX

2.1	Synthèse des estimations des ressources de MH des grandes plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan par le CCPG	5
4.1	Caractéristiques de production des raccordements moyens pour le gaz selon la zone en 2006, 2007 et 2008	25
4.2	Raccordements projetés pour le gaz et le MH selon la zone ou le regroupement de MH	28
5.1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone	31
5.2	Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada	35

AB	Alberta
BC	Colombie-Britannique
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CCPG	comité canadien du potentiel gazier
CSUG	Canadian Society for Unconventional Gas (société canadienne pour le gaz non classique)
É.-U.	États-Unis
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
GNC	gaz naturel comprimé
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
MH	méthane de houille
ONÉ	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
SK	Saskatchewan

Unités de mesure

m^3	= mètre cube
Mm^3	= million de mètres cubes
Gm^3	= milliard de mètres cubes
Tm^3	= billion de mètres cubes
Mpi^3	= million de pieds cubes
Gpi^3	= milliard de pieds cubes
Tpi^3	= billion de pieds cubes
m^3/j	= mètres cubes par jour
Mpi^3/j	= millions de pieds cubes par jour
Gpi^3/j	= milliards de pieds cubes par jour

Facteurs de conversion

1 Mm^3 (à 101,325 kPa abs. et 15 °C)	= 35,3 Mpi^3 (à 14,73 lb/po^2 abs. et 60 °F)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs volets du secteur énergétique au Canada. Sa raison d'être est de promouvoir dans l'intérêt du public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. L'ONÉ s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux, ainsi que les droits et les tarifs connexes. Une autre de ses fonctions importantes consiste à réglementer les lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées. En outre, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, de même que des travaux précis d'exploration pétrolière et gazière sur les terres domaniales, en particulier dans le Nord canadien et certaines zones extracôtières.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) publiés par l'Office présentent des analyses des principaux produits énergétiques. Ces ÉME permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard des approvisionnements en énergie afin de mieux comprendre les enjeux sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique. Sous ce rapport, l'Office a bénéficié de la rétroaction d'un large éventail de participants au marché de partout au pays, selon lesquels l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux au grand public.

La présente ÉME, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2006–2008*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2008. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme en examinant les tendances récentes des caractéristiques de production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et dans la zone au large de la côte est, puis en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme au Canada. Ce rapport constitue en outre une mise à jour de l'ÉME publiée par l'Office en octobre 2005 et intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2005–2007*.

Pendant la rédaction du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions informelles et a eu des entretiens avec des entreprises de forage, des sociétés pipelinières, des producteurs de gaz naturel et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉMÉ à la personne suivante :

Breanne Dougherty téléphone : 403-299-3678, courriel : bdougherty@neb-one.gc.ca

TOUR D'HORIZON

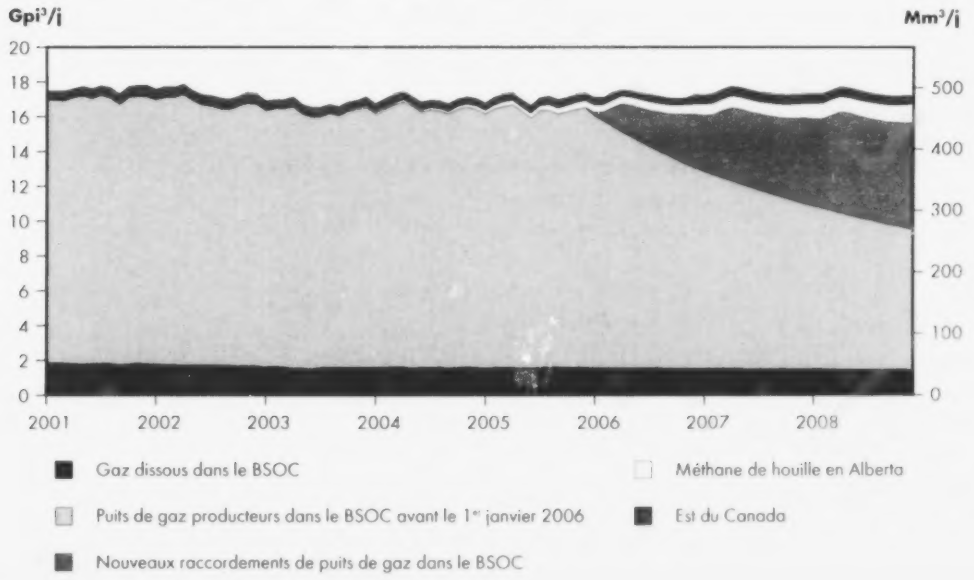
Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont atteint un sommet vers la fin de 2005 et ont considérablement fléchi depuis. La hausse des prix en 2005 était la conséquence de prix élevés du pétrole brut sur la scène mondiale et d'un équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel, sans oublier les perturbations majeures du réseau américain d'approvisionnement en gaz survenues à la suite de deux gros ouragans dans le golfe du Mexique. L'intégration du marché gazier en Amérique du Nord a signifié que les mouvements des prix aux É.-U. attribuables aux ouragans se sont répercutés au Canada.

En réaction à l'élévation des prix, les activités de forage dans l'Ouest canadien n'ont pas suivi la tendance type alors que l'utilisation des appareils est demeurée forte tout au long du second semestre de 2005 et par la suite, atteignant de nouveaux sommets au début de 2006. La pression soutenue sur le secteur du forage pendant cette période a fait grimper les coûts de l'industrie de façon perceptible. Outre les taux d'utilisation plus élevés des appareils de forage, il faut tenir compte de la croissance des coûts d'éléments clés comme l'acier, le combustible et la main-d'œuvre.

Depuis la fin de 2005, les prix du gaz ont fléchi en raison d'un excédent de stockage découlant du fait que l'hiver 2005-2006 a été doux. L'union de la hausse des coûts et du fléchissement des prix a eu des incidences sur les marges des producteurs de gaz au Canada. Certains d'entre eux ont comprimé leurs

FIGURE 1

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



plans de croissance à l'égard du forage dans les régions plus sensibles aux prix, notamment en certains coins du sud-est du BSOC pour ce qui est du méthane de houille (MH) et du gaz à faible profondeur. Il semble que la poussée des forages ciblant du gaz à plus grande profondeur du côté ouest du bassin ne s'essouffle pas.

L'ensemble des travaux de forage ciblant du gaz en 2006 (gaz classique et méthane de houille), mesurés en jours de forage, devrait progresser de quelque 3 % par rapport à 2005. L'augmentation est le fruit d'une activité très intense au premier trimestre de 2006 suivie d'une activité quelque peu ralentie au second semestre.

La taille du parc d'appareils de forage du Canada a pris beaucoup d'ampleur et de nouveaux plafonds d'utilisation ont été atteints. L'utilisation élevée a entraîné une certaine perte d'efficacité compte tenu de pénuries de matériaux et de services ainsi que de la réduction du niveau moyen d'expérience des effectifs, qui se sont accrus.

Le présent rapport évalue la capacité anticipée de production de gaz au Canada, c'est-à-dire la productibilité, jusqu'à la fin de 2008.

Les prix élevés du gaz naturel ont été à l'origine de travaux de forage d'une ampleur jusqu'ici inconnue dans le secteur de l'exploration et de la production gazières au Canada. L'Office prévoit que l'industrie surveillera de près ses coûts et ses revenus, mais dans l'ensemble continuera de forer beaucoup de puits de manière à maintenir la production autour des niveaux actuels au cours des deux prochaines années.

L'Office projette une faible augmentation de la productibilité annuelle moyenne totale au Canada, de 484 Mm^3/j (17,1 Gpi^3/j) en 2005 à 491 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) en 2008. Une légère diminution de la productibilité annuelle moyenne de gaz classique est attendue pendant la période de projection, cette productibilité devant passer de 475 Mm^3/j (16,8 Gpi^3/j) en 2005 à 464 Mm^3/j (16,4 Gpi^3/j) en 2008. On prévoit que ce recul minime sera plus que neutralisé par la croissance de la productibilité du MH dans l'Ouest canadien, qui devrait passer de 8 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j) en 2005 à 27 Mm^3/j (1,0 Gpi^3/j) en 2008.

Au Canada, presque 98 % du gaz provient du BSOC et l'Alberta compte pour environ 80 % de cette production. La tranche restante pour le BSOC provient de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, dans des proportions respectives de plus ou moins 16 % et 4 %. En dépit des travaux de forage intensifs qui sont prévus, l'Office s'attend à ce que la production de gaz naturel classique tiré du BSOC subisse une légère baisse et passe de 463 Mm^3/j (16,3 Gpi^3/j) en 2006 à 450 Mm^3/j (15,9 Gpi^3/j) en 2008.

La productibilité de MH compensera à n'en pas douter les diminutions qui seront enregistrées, pendant la période, au chapitre du gaz classique. C'est de la mise en valeur à grande échelle qui se poursuit dans les gisements houillers de Horseshoe Canyon, en Alberta, que devrait provenir le plus gros de la productibilité de MH pendant la période de projection, mais une petite partie, en croissance toutefois, de la production de MH devrait provenir des gisements de Mannville où des travaux de mise en valeur commerciale commencent à être effectués.

La mise en valeur des gisements gaziers du Canada atlantique prévoit l'accroissement de la production tirée des champs dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et une croissance de la production sur la terre ferme au Nouveau-Brunswick. En outre, certains signes d'un intérêt renouvelé à l'égard du projet en eaux profondes Deep Panuke sont positifs, mais aucune contribution à la productibilité n'est à prévoir de cette provenance pendant la période de projection visée. La productibilité de gaz naturel du Canada atlantique devrait régresser jusqu'à une moyenne de 10,0 Mm^3/j (0,35 Gpi^3/j) en

2006, augmenter à 14,1 Mm^3/j (0,50 Gpi^3/j) en 2007 en raison d'une compression accrue, puis baisser à nouveau graduellement jusqu'à une moyenne de 13,4 Mm^3/j (0,48 Gpi^3/j) en 2008.

Malgré les apports du Canada atlantique et du MH, la production de gaz naturel classique provenant du BSOC continuera pendant nombre d'années à représenter la plus grande partie de la production gazière au Canada. Toutefois, compte tenu de l'exploration intensive du BSOC, à l'échelle de tout le bassin, la production des puits existants diminue d'environ 20 % par année. Par conséquent, de nouveaux puits de gaz continuent d'être essentiels afin que la productibilité canadienne demeure aux niveaux stables qu'elle connaît depuis plusieurs années. La tendance d'une productivité initiale en baisse, d'une année à la suivante, pour les nouveaux puits de gaz dans le BSOC se maintient. Cela signifie que les travaux de forage doivent prendre de l'ampleur chaque année afin que la productibilité des nouveaux puits soit en mesure de contrer la diminution de celle des puits existants. On pense que les travaux de forage visant à tirer du gaz classique du BSOC en 2008 compteront 8 % plus de jours de forage que ce n'était le cas en 2005. C'est ainsi que le nombre de puits ciblant du gaz classique, qui était de 16 700 en 2006, devrait atteindre 17 500 en 2008.

Les forages méthaniers devraient augmenter de façon significative, mais à un rythme plus modéré que celui anticipé dans les précédentes perspectives de l'Office. On s'attend à ce que le nombre annuel de puits forés ciblant du MH passe d'environ 3 100 en 2006 à 3 900 en 2008.

Malgré les fluctuations actuelles, on prévoit que les prix du gaz naturel canadien pourraient produire les flux de trésorerie voulus pour financer les travaux envisagés. Le maintien des activités aux niveaux appropriés alors que les prix fléchissent, l'expansion continue du parc d'appareils de forage et le ralentissement de l'escalade des coûts seront les enjeux clés pour l'industrie pendant la période de projection.

INTRODUCTION

En Amérique du Nord, le Canada est une importante source d'approvisionnement en gaz naturel et a représenté presque le quart de la production combinée Canada–É.-U. en 2005. En raison de cette proportion considérable de l'offre du continent nord-américain en gaz naturel, il existe un intérêt marqué au niveau des perspectives de la productibilité de gaz au Canada pour les quelques prochaines années. Le principal objectif de ce rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2008.

Au cours de la période dont traite le présent rapport, la productibilité de gaz au Canada sera principalement attribuable au BSOC. Celle du Canada atlantique a une grande importance régionale et de faibles volumes proviennent de l'Ontario et du Québec. Ce rapport se concentre sur la productibilité du BSOC et du Canada atlantique. Puisque le MH dans le BSOC connaît actuellement une croissance et se taille graduellement une place dans le contexte de la productibilité, le rapport présente une analyse distincte de cette question. L'évaluation présentée ici comprend également un examen détaillé du parc d'appareils de forage du Canada afin de permettre une estimation des niveaux d'activité futurs en fonction de la capacité et de l'utilisation.

Le chapitre 2 fournit des renseignements généraux portant sur l'offre au Canada, en plus de traiter de questions actuelles et émergentes. Il comprend une description de la situation géographique et de la nature de l'approvisionnement dans chaque région. Sont aussi présentées les tendances récentes à l'égard de la production régionale.

Le chapitre 3 décrit la démarche ayant servi pour les calculs estimatifs de la productibilité de gaz canadien. La durée de vie utile de chaque puits de gaz est caractérisée par une diminution de la production, dont le taux initial va régressant à mesure que les ressources du puits s'amenuisent. Cette démarche comprend l'analyse de la diminution tendancielle de la production, selon la zone d'étude, en vue de l'évaluation de la productibilité future fondée sur les puits existants. De plus, le chapitre décrit la façon dont les caractéristiques de production des puits raccordés le plus récemment servent à estimer la productivité initiale et à établir les taux de diminution pour les raccordements de puits de gaz futurs (un puits complété qui produit du gaz ou du pétrole constitue un raccordement). Ce chapitre comprend aussi une analyse de la capacité des appareils de forage et de leur utilisation dans le BSOC, à l'origine des projections effectuées quant au nombre de raccordements futurs pour le gaz.

Le chapitre 4 soumet les résultats des analyses de productibilité régionale, y compris les caractéristiques de production estimatives pour les puits de gaz actuellement en production et futurs ainsi que le nombre de raccordements de puits de gaz envisagé pour la période de projection.

Les perspectives de productibilité de l'Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 5. Quant aux observations, aux enjeux et aux conclusions de l'évaluation, ils sont présentés au chapitre 6.

CONTEXTE

Depuis toujours, le BSOC a constitué la principale source de production gazière au Canada et représente actuellement 98 % de la production canadienne totale. Le Canada atlantique a commencé à produire du gaz naturel à la fin de 1999 et c'est de là que provient presque tout le reste du gaz au pays. La figure 2.1 illustre l'emplacement des régions productrices de gaz. Suivent une description des principales caractéristiques des régions et un résumé de la production récente, ainsi qu'une description des questions d'actualité et en émergence.

2.1 BSOC – Offre de gaz classique

Le BSOC recoupe la plus grande partie de l'Alberta, un bon pourcentage de la Colombie-Britannique (C.-B.) et de la Saskatchewan ainsi qu'une fraction du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). Environ 80 % de toute la production provient de l'Alberta. Les pourcentages pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan se situent, respectivement, aux alentours de 16 % et 4 %. Moins de 1 % de la production du BSOC provient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport gazier du Manitoba est nul à l'heure actuelle.

Comme les caractéristiques physiques du BSOC et ses caractéristiques de production varient énormément d'une région à une autre, il convient de diviser le bassin en zones de moindre superficie

Zones de production gazière au Canada

mais similaires aux fins des analyses de diminution de la production. Pour cette évaluation, le BSOC a donc été subdivisé en 14 régions géographiques (les « zones d'étude »), dont les caractéristiques de production sont semblables, et exposées à la figure 2.2.

La production passée de gaz classique dans le BSOC, selon l'année de raccordement, est illustrée à la figure 2.3. Depuis trois ans, la production de gaz classique dans le BSOC est stable et se situe autour de 460 Mm^3/j (16,3 Gpi^3/j) alors que les effets d'une grande activité de forage ont été neutralisés par une productivité initiale moindre des nouveaux puits et dans certains cas par des taux de diminution plus marqués. En outre, le rôle essentiel des nouveaux forages se précise car environ la moitié de la production actuelle provient de puits qui sont productifs depuis cinq ans ou moins.

Les prix plus élevés ouvrent également la voie à de nouveaux types de ressources comme le MH (décrit plus loin) et le gaz de réservoirs « plus étanches » des gisements de faible perméabilité. Les ressources de réservoirs plus étanches continuent, dans cette ÉME, d'être incluses dans les données sur le gaz classique. Même si leur mise en valeur est de plus en plus ciblée dans le BSOC, à l'heure actuelle, il n'existe pas de critères qui fassent plus ou moins l'unanimité servant à catégoriser ce gaz de façon précise. Dans ces circonstances, aucune tentative d'analyse distincte par rapport au reste du gaz classique n'a été faite. Par conséquent, le gaz classique dans ce rapport comprend celui des réservoirs étanches.

2.2 BSOC – Méthane de houille

C'est au cours de la présente décennie que le MH a commencé à émerger comme nouvelle source d'approvisionnement en gaz au Canada. Le gaz naturel qu'est le MH se trouve à l'intérieur du réseau de fractures et de la matrice du minerai de charbon lui-même. Le comité canadien du potentiel gazier

FIGURE 2.2

Zones d'étude dans le BSOC

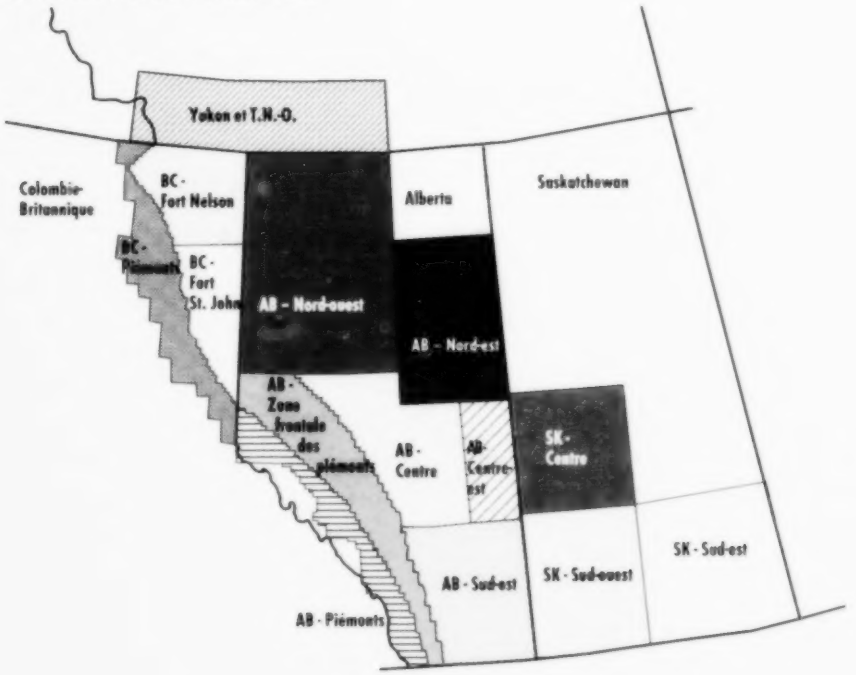
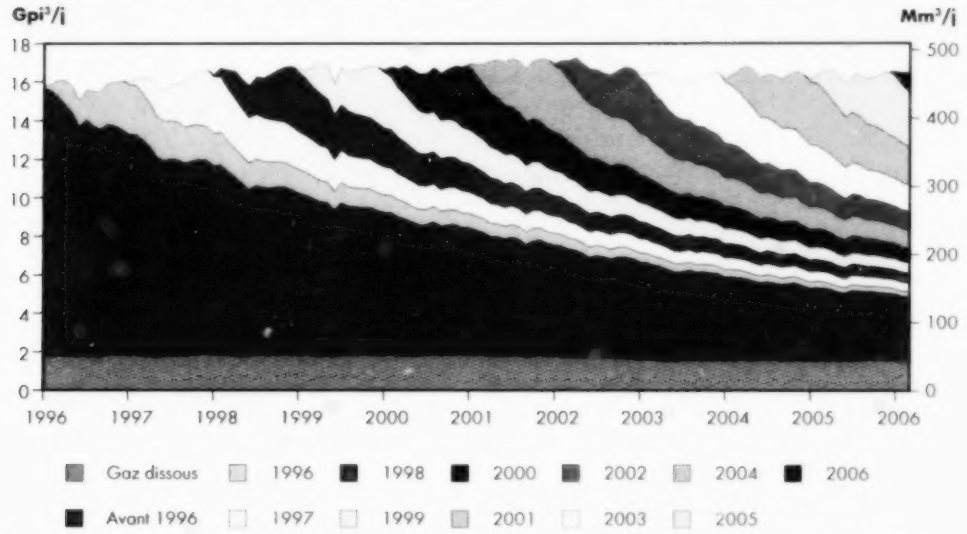


FIGURE 2.3

Production de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement



Source : Registres GeoScout sur la production des puits après application des calculs estimatifs de contraction de l'Office

(CCPG) estime les ressources en place[1] de MH au Canada à autour de 14 Tm³ (500 Tpi³)[2]. Selon le rapport de 2005 du CCPG, une tranche d'environ 75 % de toutes les ressources en place de MH au Canada est associée aux gisements houillers des grandes plaines de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan. Pour le reste, ces ressources se trouvent surtout dans les gisements houillers des piémonts des Rocheuses et des chaînons frontaux en Alberta et en C.-B.

Ce rapport se concentre sur les attentes de productibilité pour le MH des plaines albertaines, dont la mise en valeur commerciale remonte aux alentours de 2002. Les ressources de MH en place et les ressources récupérables des grandes plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan ont été estimées par formation géologique dans le rapport de 2005 du CCPG, tel qu'illustré au tableau 2.1 qui suit.

Comme on peut le constater dans le tableau qui suit, les ressources de MH en place sont immenses, mais on prévoit que seule une petite fraction sera récupérable. Malgré cela, les ressources en place récupérables constituent un volume important des ressources totales de gaz naturel du Canada. L'industrie effectue des essais pilotes visant des gisements houillers d'un peu partout dans le bassin ou a demandé l'autorisation de la province pour évaluer d'autres gisements présentant un certain potentiel. Selon les résultats des essais effectués, le rapport entre ressources récupérables et ressources en place est éventuellement susceptible de grandement augmenter ou diminuer. Il faut savoir que d'autres estimations des ressources récupérables de MH peuvent différer de celles du CCPG. Par exemple, l'Office a estimé à entre 1,7 et 2,3 Tm³ (entre 60 et 80 Tpi³) le volume de gaz non classique qui pourrait se transformer en réserves prouvées d'ici 2025, dont la plus grande partie sous forme de MH[3].

1 Les ressources en place représentent le volume total qu'on estime exister dans le sous-sol. Pour des raisons d'ordre technique ou commercial, il ne sera jamais possible de récupérer toutes ces ressources.

2 Rapport du comité canadien du potentiel gazier intitulé *Natural Gas Potential in Canada 2005* et publié en mai 2006 (rapport de 2005 du CCPG).

3 Office national de l'énergie, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, juillet 2003

TABLEAU 2.1

Synthèse des estimations des ressources de MH des grandes plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan par le CCPG

Formation géologique	Ressources en place		Ressources récupérables Scénario de référence	
	Gm^3	Tpi^3	Gm^3	Tpi^3
Belly River (zones charbonnières de MacKay, Taber et Lethbridge)	2 734	96,5	6	0,2
Horseshoe Canyon (zones charbonnières de Horseshoe Canyon et Carbon-Thompson)	2 008	70,9	259	9,1
Ardley	1 589	56,1	144	5,1
Mannville	3 479	122,8	224	7,9
Total	**9 810**	**346,3**	**633**	**22,4**

Source : Rapport de 2005 du CCPG, figure 42

Les caractéristiques de production des zones charbonnières individuelles, notamment la perméabilité, la pression, la profondeur, l'épaisseur nette de charbon, la teneur en gaz et la teneur en eau, constituent autant de facteurs cruciaux pour établir si les ressources seront récupérables de façon rentable. Ces caractéristiques varient grandement d'un endroit à un autre à l'intérieur d'une même zone houillère, de même que d'une formation géologique à la suivante.

Une meilleure compréhension sur le plan technique et une plus grande expérience pratique avec des gisements houillers précis sont requises avant de pouvoir fournir des estimations fiables du taux de récupération de MH éventuel. Au Canada, c'est surtout depuis 2002 qu'il y a mise en valeur commerciale de MH, ce qui fait que l'apprentissage lié à l'exploitation de cette ressource se poursuit et varie considérablement d'un endroit à un autre ainsi que selon les différentes formations géologiques.

Dans ce rapport, afin d'évaluer la productibilité, les ressources de MH ont été divisées en fonction de trois « regroupements de ressources » qui tiennent compte de la formation géologique et de l'emplacement géographique :

- formation principale de Horseshoe Canyon,
- MH Mannville,
- autre MH.

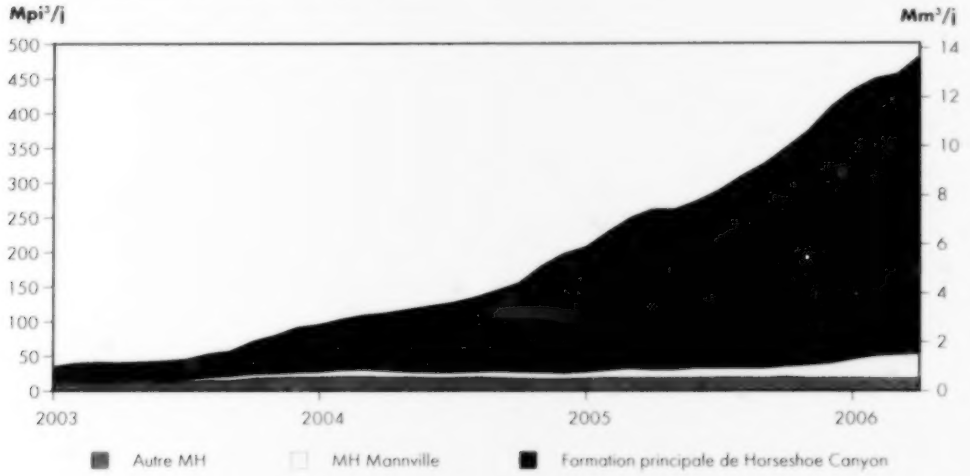
La figure 2.4 illustre les données de production de MH depuis janvier 2003 pour ces trois regroupements.

Formation principale de Horseshoe Canyon

Dans le présent rapport, la formation principale de Horseshoe Canyon comprend tous les raccordements pour le MH à l'intérieur de cette zone autres que Mannville. La zone de la formation principale de Horseshoe Canyon est illustrée sur la carte qui figure à l'annexe C.1.a du rapport. Ce regroupement de MH est principalement constitué de raccordements produisant à partir des gisements houillers de Horseshoe Canyon, sans exclure toutefois certains qui produisent à partir des gisements de Belly River, à la fois de gisements de Horseshoe Canyon et de Belly River, ainsi que, dans nombre de cas, des intervalles sablonneux interstratifiés qu'on retrouve souvent mélangés aux gisements houillers. Pour la plupart des puits, la contribution de tels intervalles est jugée être inférieure à 10 %. Tel qu'illustré à la figure 2.4, il y a eu croissance très marquée de la production

FIGURE 2.4

Production de MH selon le groupe de ressources



depuis le début de 2003. C'est de cette formation qu'une tranche de 89 % de la production de MH au Canada a été tirée au cours des quatre premiers mois de 2006.

MH Mannville

Même si les ressources en place de MH dans les gisements houillers de Mannville ont davantage d'ampleur que celles de Horseshoe Canyon, les enjeux techniques et économiques liés à leur mise en valeur commerciale sont eux aussi plus grands. En général, les gisements houillers de Mannville sont enfouis plus profondément et sont moins perméables que ceux de Horseshoe Canyon. En outre, les gisements de Mannville ont tendance à produire une quantité importante d'eau salée, dont les frais de manutention s'ajoutent aux coûts de mise en valeur. Compte tenu de tout cela, les projets de mise en valeur à grande échelle n'ont pas progressé à la même vitesse que ceux dans la formation principale de Horseshoe Canyon. Dans l'ensemble, l'industrie ne fait que commencer le développement du MH Mannville, mettant au point les pratiques et les techniques requises en vue de l'exploitation de cette ressource.

D'importants progrès ont été récemment réalisés alors que le premier projet de mise en valeur à grande échelle de MH Mannville dans le BSOC a été rendu public pour la région de Corbett, en Alberta, en 2005. La zone de ce projet est illustrée sur la carte figurant à l'annexe C.1.b du présent rapport. Les forages horizontaux constituent un des facteurs clés ayant mené à la viabilité commerciale de l'exploitation dans la région de Corbett et pourraient mener à une mise en valeur beaucoup plus marquée du MH Mannville au cours des années à venir.

Dans ce rapport, le MH Mannville regroupe tous les raccordements pour le MH qui se trouvent dans la région du projet Corbett, dont le code de gisement de production indique que celle-ci provient de la zone de Mannville ou qu'on retrouve dans un zone non définie au nord du canton 59. La figure 2.4 présente la croissance de la contribution du MH Mannville, qui est passée de quelque 340 000 m^3/j (12 Mpi^3/j) au milieu de 2005 à 990 000 m^3/j (35 Mpi^3/j) en avril 2006. La presque totalité de cette augmentation est attribuable au projet Corbett.

Autre MH

Dans ce rapport, le groupe autre MH comprend tous les raccordements de puits de MH qui ne sont pas inclus dans la formation principale de Horseshoe Canyon ou dans le MH Mannville. Le groupe est formé de ressources diverses de MH qui, jusqu'à maintenant, n'ont à toutes fins utiles pas été mises en valeur, notamment les gisements houillers d'Ardley et ceux des formations de Belly River et de Horseshoe Canyon se trouvant en dehors de la zone de la formation principale de Horseshoe Canyon.

La production de ce groupe a été stable depuis quelques années, se situant à quelque 500 000 m^3/j (18 Mpi^3/j), soit environ 4 % de la production totale de MH des quatre premiers mois de 2006.

2.3 Canada atlantique

Depuis 1999, la production gazière de la région, outre une contribution mineure sur la terre ferme du champ McCully, au Nouveau-Brunswick, entré en production en 2003, provient du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES). Ces deux sources comptent actuellement pour plus ou moins 2 % de la productibilité de gaz naturel au Canada, avec un volume d'environ 9,9 Mm^3/j (350 Mpi^3/j).

Le PÉES a bénéficié de l'ajout de trois nouveaux puits depuis le milieu de 2005, lesquels améliorent l'accès aux gisements Venture, South Venture et Alma. Les diminutions de pression dans certains autres champs ont nécessité une exploitation en mode cyclique (interruptions brèves afin d'atteindre la pression voulue pour remise en production), ce qui a entraîné des écarts de presque 25 % dans la productibilité mensuelle du projet depuis la fin de 2005. En raison de la diminution de la pression, le champ North Triumph est inexploité depuis novembre 2005.

De manière à accroître la productibilité, le PÉES s'affaire à la mise en place d'un appareil de compression à l'entrée du pipeline qui achemine le gaz jusqu'à la côte. La plate-forme en mer et l'appareil de compression ont été installés au milieu de 2006 en vue d'un branchement pour entrée en service d'ici décembre. L'ajout de compression permettra aux puits existants de produire à des pressions moindres, augmentant ainsi de façon significative la productibilité du projet dans son ensemble, ce qui pourrait permettre d'exploiter à nouveau le champ North Triumph. Le rendement de certains puits individuels aux pressions moindres envisagées demeure incertain et leur exploitation cyclique pourrait se poursuivre.

Le projet gazier en mer Deep Panuke suscite à nouveau l'intérêt à la suite d'une entente intervenue au milieu de 2006 au sujet des redevances, de l'emploi, des avantages industriels ainsi que du financement des études et des travaux de recherche. Les prochaines étapes comprennent le dépôt d'une description de projet et d'un plan de mise en valeur d'ici la fin de l'année. Une décision définitive d'aller ou non de l'avant avec le projet éventuel de 28 Gm^3 (1 Tpi^3) pourrait être prise dès la fin de 2007, avec entrée en production en 2010, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

Encore une fois en 2006, il n'y a pas de travaux de forage d'exploration gazière qui sont prévus dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Une concurrence à l'échelle mondiale à l'égard du matériel de forage en mer, qui nécessite la prise d'engagements à moyen terme et entraîne des coûts plus élevés, ajoute aux difficultés de susciter de l'intérêt pour des travaux d'exploration supplémentaires dans la région. Les permis d'exploration existants continuent d'être abandonnés et il n'y aura pas de nouveaux appels d'offres en 2006. La Nouvelle-Écosse fait la promotion de la région en finançant le déploiement d'efforts visant à élargir la disponibilité de données géologiques et géophysiques et à mieux faire comprendre la prospectivité de cette région.

La productibilité de gaz provenant du gisement McCully, sur la terre ferme au Nouveau-Brunswick, a servi à répondre à des besoins industriels dans le voisinage immédiat depuis 2003. Grâce à un raccordement de 50 km menant au gazoduc Maritimes and Northeast Pipeline et devant entrer en service en février 2007, la productibilité de ce champ pourra augmenter de façon substantielle et atteindre plus ou moins 5 % de la productibilité de gaz du Canada atlantique.

En Nouvelle-Écosse, sur la terre ferme, des essais pilotes du potentiel de MH ont été lancés à deux endroits. D'importants dépôts de charbon ont été confirmés dans la région, dans le cadre d'efforts précédemment déployés pour leur exploitation minière. Toutefois, les essais visant à évaluer la viabilité technique et économique de l'extraction du méthane sont trop peu avancés pour permettre toute estimation du potentiel de productibilité de MH pendant la période de projection.

Au large de Terre-Neuve, un prolongement du projet Hibernia a repéré des réserves de pétrole et des ressources de gaz dissous beaucoup plus imposantes que ce qui avait été indiqué précédemment. L'accroissement subséquent de la durée de production pétrolière (avec réinjection correspondante de gaz pour maintien de la pression) fait qu'il est probable que toute récupération éventuelle de volumes gaziers à partir du projet, précédemment prévue pour après 2010, pourrait devoir être reportée au moins jusqu'au-delà de la période de 2015 à 2018. Le gaz associé au projet voisin de mise en valeur du pétrole White Rose n'est pas requis à des fins d'exploitation pétrolière, mais il faut attendre l'adoption d'un régime fiscal provincial pour le gaz naturel ainsi que des moyens viables, sur le plan technique et économique, pour l'acheminement de ce gaz vers les marchés. Des détails au sujet des redevances gazières à verser à la province devraient être connus d'ici la fin de 2006. Des projets commerciaux prévoyant le transport de gaz naturel comprimé (GNC) par bateau sont en cours d'élaboration dans d'autres parties du monde et il en est tenu compte dans le contexte du gaz de White Rose. Un calendrier stipulant une entrée en production postérieure à 2012 a été suggéré.

2.4 GNL

Les projets envisagés de terminaux méthaniers dans le Canada atlantique, au Québec et en Colombie-Britannique en sont à diverses étapes de leur élaboration, soit la planification, l'obtention des approbations réglementaires et environnementales requises, la signature d'ententes contractuelles avec des fournisseurs et des utilisateurs, le financement et la construction. Puisque l'approvisionnement en gaz de tels projets provient de l'étranger, il n'en est pas tenu compte dans ce rapport sur la productibilité de gaz au Canada.

MÉTHODOLOGIE

La productibilité de gaz naturel au Canada pendant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance du Canada atlantique et la production de MH en Alberta, qui prend de l'ampleur. Dans cette ÉME, ce sont les tendances au niveau des caractéristiques de la production moyenne, alliées aux attentes à l'égard de la mise en valeur des ressources, qui servent à établir la productibilité de gaz naturel classique dans le BSOC. En raison d'une production de MH limitée par le passé, l'Office, en plus de passer en revue les données, a consulté des représentants de l'industrie afin d'élaborer un profil de production et de cerner les attentes liées à la mise en valeur du MH. La démarche est différente pour le Canada atlantique, où les données de production passée proviennent d'un nombre restreint de puits à l'intérieur de champs clairement délimités.

3.1 BSOC – Offre de gaz classique

La méthode utilisée dans la présente ÉME pour calculer la productibilité de gaz classique du BSOC peut se résumer comme suit :

Productibilité future = [productibilité future des raccordements existants pour le gaz] +
[productibilité des raccordements futurs pour le gaz] +
[productibilité du gaz dissous]

La formule ci-dessus est appliquée à chaque zone d'étude précisée au chapitre 2 en vue d'obtenir une estimation de la productibilité à court terme dans le BSOC.

Pour les besoins de ce rapport, les « raccordements existants pour le gaz » regroupent les puits qui sont entrés en production avant le 1er janvier 2006 tandis que les « raccordements futurs pour le gaz » regroupent ceux qui ont été mis en service à compter de cette date.

Afin d'estimer la **productibilité future des raccordements existants pour le gaz** dans chaque zone d'etude, on a regroupé les raccordements en question selon leur année, puis on a effectué une analyse de la diminution de la production pour établir les paramètres de définition de la productibilité future de ce groupe.

Afin d'estimer la **productibilité des raccordements futurs pour le gaz**, une analyse de la diminution de la production a été menée à partir des données sur les « raccordements moyens pour le gaz » dans chaque zone d'étude[1]. L'analyse des raccordements moyens pour le gaz est fort semblable à celle exécutée pour les raccordements existants, sauf que l'accent est mis sur la définition des caractéristiques aux premiers stades de production plutôt que sur les données plus récentes. Les tendances observées dans les données passées ont servi à établir les paramètres qui définissent la

1 Les calculs estimatifs visant à définir les raccordements moyens des puits de gaz prévoient la normalisation des données passées fondée sur le nombre de mois depuis l'entrée en production.

productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre envisagé de raccordements futurs pour le gaz est estimé et appliqué à la productivité prévue du raccordement type des années à venir afin d'obtenir la productibilité des raccordements futurs.

La productibilité du gaz dissous se rapporte au gaz naturel produit conjointement avec du pétrole. Les valeurs relatives à la production antérieure de gaz naturel ont été additionnées à l'égard de tous les raccordements pour le pétrole dans chaque zone d'étude et une analyse de la diminution de la production a été exécutée afin d'obtenir les paramètres qui définissent la productibilité de gaz dissous.

Dans la présente ÉMÉ, chaque raccordement appartient à l'une ou l'autre des catégories suivantes :

- raccordement pour le gaz (gaz classique seulement),
- raccordement pour le MH,
- raccordement pour le pétrole,
- raccordement pour les sables bitumineux.

Les raccordements ont été regroupés en fonction des catégories gaz et MH ou pétrole et sables bitumineux, selon leur production cumulative. D'autres critères ont par la suite servi à isoler les raccordements pour le MH et ceux pour les sables bitumineux afin d'en arriver aux quatre types précisés plus haut. Cette analyse fait donc la distinction entre les raccordements pour le gaz et ceux pour le MH.

Le degré de certitude associé aux diverses composantes de cette projection de la productibilité et l'effort d'analyse déployé dans ce contexte peuvent se résumer comme suit :

Degré de certitude	**Effort d'analyse requis**	**Composante de la productibilité**
Plus élevé ↓	Inférieur ↑	Raccordements existants pour le gaz et gaz dissous
		Raccordements existants pour le MH
		Raccordements futurs pour le gaz
Moins élevé	Supérieur	Raccordements futurs pour le MH

Dans la présente évaluation, la projection de la productibilité des raccordements existants pour le gaz et gaz dissous est à l'origine du degré de certitude le plus élevé tout en exigeant le moins d'analyses du fait que l'analyse en question se fonde sur l'extrapolation des antécédents de production de puits existants. Un degré de certitude moindre est inhérent à la projection de la productibilité des raccordements futurs pour le gaz du fait qu'il faut estimer l'ampleur des travaux de forage à venir et le rendement des raccordements envisagés. Compte tenu de l'importance des raccordements futurs pour le gaz dans le contexte de la productibilité pendant la période de projection, un effort plus grand a été déployé en vue de l'évaluation des paramètres propres à ces mêmes raccordements futurs comparativement aux raccordements existants.

Le degré de certitude des projections de la productibilité de MH (tant pour les raccordements existants que pour les raccordements futurs) est moins élevé que pour les regroupements de gaz classique correspondants parce que les antécédents de production sont limités, surtout à l'égard du MH Mannville.

3.1.1 *Raccordements existants pour le gaz classique*

À l'intérieur de chacune des zones d'étude de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception du sud-est de la Saskatchewan où seul du gaz dissous est produit), on a regroupé les raccordements existants pour le gaz selon l'année où ils ont été effectués, puis on a analysé la diminution de la production dans chaque groupe.

Dans chacun des cas, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production du groupe par rapport à la production cumulative afin d'obtenir les paramètres suivants :

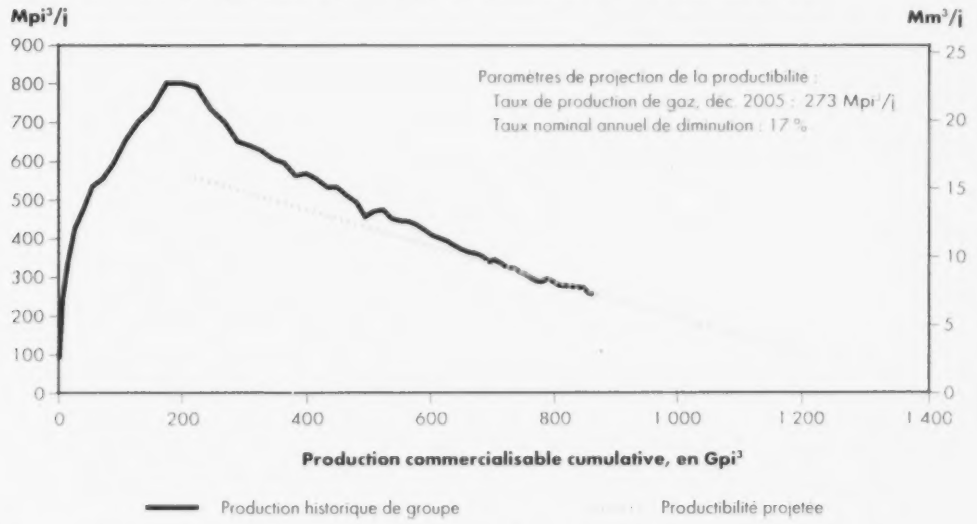
- productibilité du groupe en décembre 2005,
- taux anticipés de diminution (courbe exponentielle).

On peut appliquer les paramètres ci-dessus afin d'estimer la productibilité future de chaque groupe de raccordements existants pour le gaz. La figure 3.1 montre le graphique obtenu dans le cas de la zone frontale des piémonts de l'Alberta, pour l'année de raccordement 2001, comme exemple de la méthode utilisée afin d'établir les paramètres de rendement du groupe. Pour les années de raccordement les plus récentes, le calendrier annuel connu à l'égard des raccordements de puits de gaz et les paramètres de rendement prévus des raccordements moyens ont aussi servi à dégager une meilleure idée de la productibilité future du groupe. Le taux de diminution (courbe exponentielle) est calculé en fonction de la pente des données de production antérieure sur le graphique illustrant le taux de production du groupe par rapport à la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de diminution.

3.1.2 *Raccordements futurs pour le gaz classique*

La productibilité des raccordements futurs pour le gaz classique devrait représenter une composante importante de la productibilité de gaz pendant la période de projection. Afin d'obtenir

Exemple de graphique de diminution de la production d'un groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2001)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

la productibilité estimative en provenance de cette source, il faut d'abord estimer le nombre de raccordements futurs pour le gaz et les caractéristiques de production moyenne de ces raccordements. Dans cette section est décrite l'évaluation des caractéristiques de rendement de la production des raccordements futurs moyens pour le gaz, puis on y présente la méthodologie employée pour établir le nombre de raccordements futurs.

3.1.2.1 Rendement des raccordements futurs pour le gaz

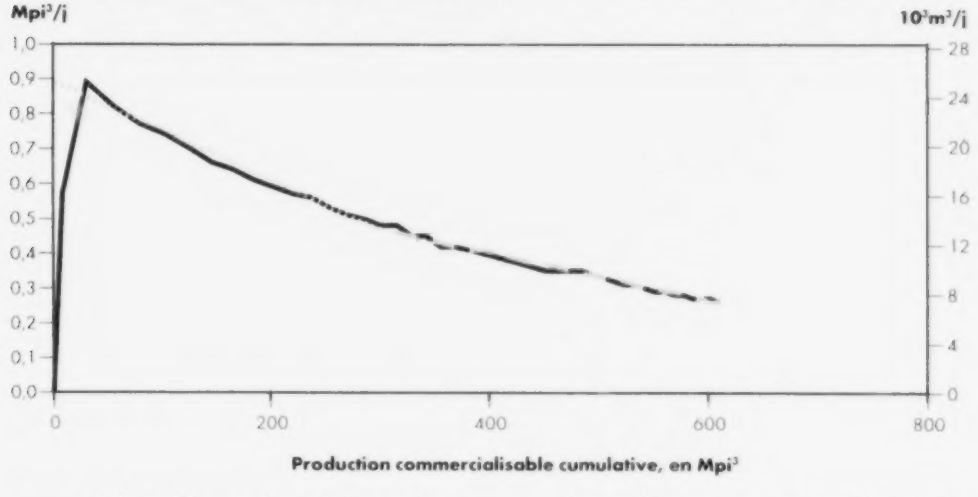
Afin d'évaluer la productibilité des raccordements futurs pour le gaz classique dans le BSOC, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données sur les « raccordements moyens pour le gaz » dans chaque zone d'étude.

L'analyse de la diminution de la production des raccordements moyens pour le gaz dans chaque zone d'étude semble indiquer une régression rapide pendant la période initiale, qui dure habituellement environ 17 mois et qui est suivie d'une période caractérisée par un taux de diminution beaucoup plus faible. L'analyse de la diminution de la production illustre ce comportement en présentant :

- le taux de production initial,
- le premier taux de diminution,
- le nombre de mois avant le second taux de diminution,
- le second taux de diminution.

La figure 3.2 donne un exemple du type de graphique généré au cours d'une analyse de la diminution de la production des raccordements moyens pour le gaz. Des graphiques de ce genre ont été réalisés pour toutes les zones d'étude et pour toutes les années de raccordement de 1996 à 2005. La figure 3.2 porte sur l'analyse de la zone frontale des piémonts de l'Alberta à l'égard des raccordements pour le gaz mis en production en 2001.

Exemple de graphique de diminution de la production des raccordements moyens pour le gaz (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2001)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

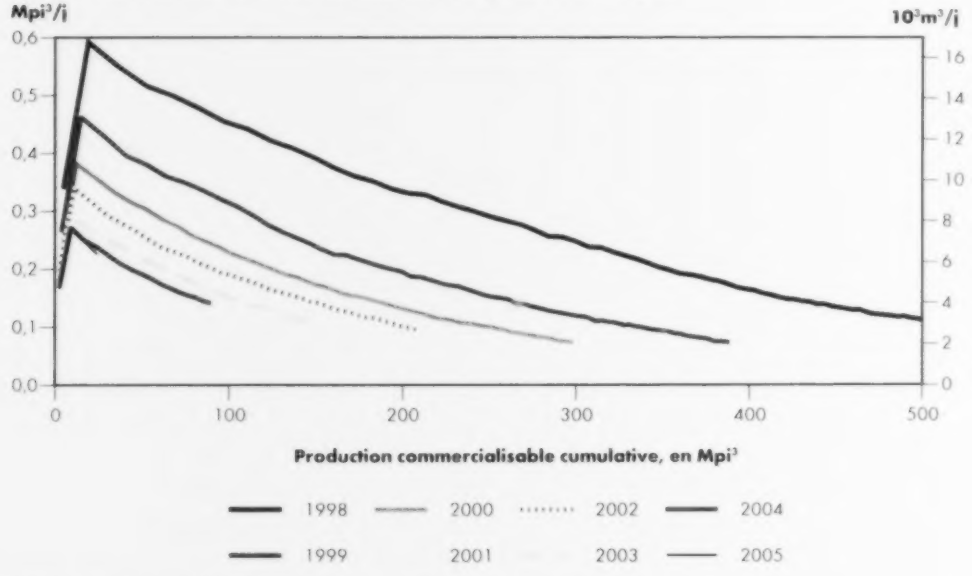
Dans tous les cas, le premier et le second taux de diminution s'étendent au moins sur les quatre ou cinq premières années de la durée de vie utile des raccordements moyens pour le gaz. Ainsi, ces paramètres sont les seuls requis afin de pouvoir calculer la productibilité pendant la période de projection. Cependant, afin de cerner des paramètres de rendement permettant des calculs de la productibilité sur de plus longues périodes, l'Office a fixé quatre paramètres supplémentaires pour chaque année de raccordement selon la zone : troisième taux de diminution, nombre de mois avant le troisième taux de diminution, quatrième taux de diminution et nombre de mois avant le quatrième taux de diminution. Ces paramètres ont été établis au moment de calculer le rendement des raccordements moyens et sont fournis dans ce rapport à l'annexe B.2.a, mais ils n'ont aucune incidence sur les calculs de la productibilité à court terme.

L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements moyens pour le gaz au cours des années antérieures. Les tendances qui ressortent clairement au niveau du rendement des puits dans les années passées ont été cernées afin d'obtenir des paramètres qui pourraient être appliqués aux raccordements futurs. L'évaluation des paramètres de rendement des années antérieures permet de constater qu'en général, le premier taux de diminution, le second taux de diminution et le nombre de mois les séparant ont été assez constants à l'intérieur de chaque zone d'étude, de sorte qu'il est raisonnable d'appliquer ces paramètres aux raccordements futurs pour le gaz dans chacune de ces zones. Cependant, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz décroît habituellement d'une année à la suivante. L'examen du rendement moyen des raccordements pour le gaz dans l'ensemble du BSOC depuis quelques années permet de mettre ces tendances en évidence (figure 3.3).

Des graphiques illustrant le rendement moyen des raccordements pour le gaz au cours des dernières années et celui prévu pour chaque zone d'étude sont présentés à l'annexe B.4.

FIGURE 3.3

BSOC – Rendement des raccordements moyens pour le gaz



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

Afin d'établir la productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz à l'avenir, l'Office a étudié la tendance affichée par les productivités initiales au fil des ans dans chaque zone et les valeurs prévues pour les années postérieures qui correspondaient à la tendance. La figure 3.4 illustre la méthode employée par l'Office afin d'en arriver à la productivité initiale des raccordements pour le gaz en 2006, 2007 et 2008.

3.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

La première étape afin d'obtenir le nombre de raccordements futurs pour le gaz consiste à estimer le niveau d'activité de forage de puits de gaz pendant la période de projection. Ce nombre est estimé en fonction du nombre projeté de puits ciblant du gaz. Dans la présente ÉMÉ, le nombre de puits futurs ciblant du gaz est calculé pour chaque zone d'étude au moyen de la formule suivante :

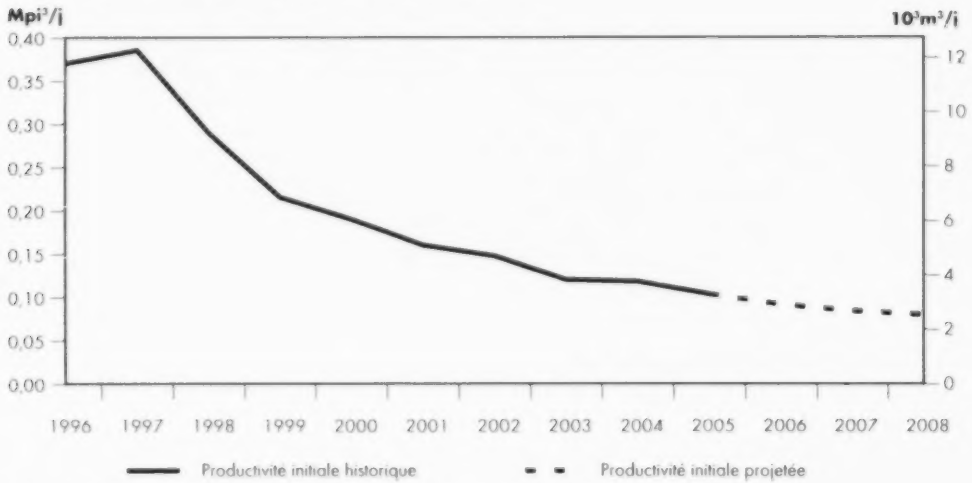
[nombre moyen d'appareils de forage dans le parc du BSOC pour l'année (par catégorie) * 365]
* [facteurs d'affectation des jours de disponibilité dans la zone d'étude (par catégorie)]
* [facteurs d'utilisation des appareils de forage (par catégorie et zone d'étude)]
* [fractions des ressources ciblées (par catégorie et zone d'étude)]
/ [jours de forage par puits (par catégorie, zone d'étude et ressource ciblée)]
=> nombre de puits forés pendant l'année (par catégorie, zone d'étude et ressource ciblée)

La démarche présentée ci-dessus permet de calculer le niveau d'activité de forage de puits ciblant du gaz en fonction de la capacité de forage, de l'utilisation des appareils et de la fraction des forages ciblant le gaz dans le BSOC. Compte tenu des conditions commerciales qui devraient normalement prévaloir tout au long de la période de projection, il est prévu que les appareils de forage dans le BSOC seront utilisés presque au maximum. L'analyse de la capacité de forage pendant la période de projection devrait donc être à l'origine d'une estimation raisonnable de l'ampleur des travaux de forage ciblant du gaz pendant cette période.

La présente ÉMÉ incorpore une analyse détaillée du parc d'appareils de forage du Canada afin de permettre l'évaluation de la capacité de forage. Le rapport hebdomadaire *Rig Locator* produit par

FIGURE 3.4

Exemple de productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement (Zone : Sud-est de l'Alberta)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

le Nickle's Energy Group (rapport *Rig Locator*) a constitué la principale source de données pour la présente analyse.

Il a d'abord fallu établir la partie du parc d'appareils de forage du Canada qui devrait se retrouver dans les zones du BSOC où du gaz est produit. On en parle dans la présente ÉMÉ comme du parc d'appareils de forage du BSOC. L'annexe A.1 illustre la répartition du parc d'appareils de forage du Canada entre cinq zones bien précises où ces appareils passent le plus clair de leur temps. La majeure partie des appareils de forage au Canada (96 %) se retrouvent dans le BSOC.

Le parc d'appareils de forage du BSOC a d'abord été divisé en trois catégories, en fonction de la profondeur que ces appareils peuvent atteindre.

Catégorie	**Profondeur atteignable**
Faible	≤ 1 850 m
Moyenne	> 1 850 et ≤ 3 050 m
Grande	> 3 050 m

Le nombre d'appareils de forage selon la catégorie dans le parc du BSOC pendant la période de projection a été estimé en tenant compte de l'information recueillie auprès d'organisations du secteur du forage quant à la construction de nouveaux appareils et aux tendances de croissance pour chaque catégorie au cours des cinq dernières années. L'annexe A.2 présente en détail les chiffres passés et projetés du nombre d'appareils de forage dans le BSOC pour chacune des catégories précitées.

Après avoir projeté le nombre d'appareils de forage pour chacune des trois catégories, ce nombre a été réparti entre les diverses zones d'étude dans le BSOC. À l'égard de chacune des catégories d'appareils il existe un nombre total de **jours de disponibilité** pour chaque année de la période de projection (égal au nombre moyen d'appareils au cours de l'année multiplié par 365). Les jours de disponibilité pour chaque catégorie d'appareils dans chacune des zones d'étude sont en relation avec les tendances passées observées par l'ONÉ quant à l'emplacement de ces appareils. Certaines de ces tendances s'appliquent à un niveau plus général. En pareils cas, les nombres passés de jours de disponibilité pour chaque catégorie d'appareils de forage selon la zone d'étude ont été regroupés en trois grandes régions géographiques – Nord, Sud et Ouest. Ces régions sont définies ci-après.

Région géographique	**Zones d'étude formant les grandes régions géographiques**
Nord	AB - Nord-est, AB - Nord-ouest, BC - Fort St. John et BC - Fort Nelson
Sud	AB - Centre, AB - Centre-est, AB - Sud-est, SK - Centre et SK - Sud-ouest
Ouest	AB - Piémonts, AB - Zone frontale des piémonts et BC - Piémonts

Les tendances observées selon les grandes régions géographiques sont illustrées dans les tableaux de l'annexe A.3.a. Une fois regroupées avec celles qui s'appliquent à chacune des zones d'étude, elles permettent d'obtenir le nombre de jours de disponibilité, à chaque année de la période de projection, pour chacune des catégories d'appareils et zones d'étude (voir les tableaux à l'annexe A.3.b).

Les données passées portant sur l'utilisation des appareils de forage dans chacune des zones d'étude ont été examinées de manière à obtenir une base d'estimation du degré d'utilisation de ces appareils pendant la période allant de 2006 à 2008. Le rapport *Rig Locator* a permis de connaître le nombre de jours de forage pour chaque catégorie d'appareils et zone d'étude au cours des six dernières années. L'analyse des données sur les puits produites par GeoScout a procuré le nombre de **jours de forage** associé aux différentes catégories d'appareils selon la zone d'étude. Pour la période de 2000 à 2005, l'utilisation des appareils a été calculée pour chaque catégorie d'appareils et chaque zone d'étude en divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de disponibilité. Les niveaux d'utilisation pendant la période de 2006 à 2008 (pour chaque catégorie d'appareils de forage selon la zone d'étude)

ont été projetés à partir des données passées. L'annexe A.4 contient des tableaux sur les facteurs d'utilisation passés et projetés des appareils de forage pour chaque catégorie d'appareils et chaque zone d'étude. En appliquant les niveaux d'utilisation des appareils aux projections correspondantes quant au nombre de jours de disponibilité, on obtient le nombre de jours de forage projetés pour la période de 2006 à 2008.

Un examen plus poussé des données de forage produites par GeoScout a permis d'avoir une meilleure idée des ressources spécifiquement ciblées par les travaux de forage menés entre 2000 et 2005. Dans le BSOC, ces travaux visent surtout les ressources suivantes (les « ressources ciblées ») : le gaz classique, le MH, le pétrole classique et les sables bitumineux. Les jours de forage qui, selon l'ONE, sont associés à chacune des ressources ciblées ont été calculés pour chaque catégorie d'appareils et zone d'étude. En tenant compte de l'affectation passée des jours de forage aux diverses ressources ciblées et en se fondant sur la perception de l'Office quant aux niveaux d'exploitation futurs de ces mêmes ressources, des facteurs d'affectation pour chacune d'entre elles ont été projetés, par catégorie d'appareils et zone d'étude (annexe A.5). L'Office a notamment fondé son opinion, au sujet des niveaux d'exploitation des ressources ciblées, sur les résultats de consultations auprès de l'industrie, en particulier en ce qui touchait les travaux de forage ciblant du MH. En appliquant les facteurs d'affectation aux ressources ciblées, on obtient le nombre de jours de forage auxquels il est possible de s'attendre, pour le gaz et le MH, par catégorie d'appareils et zone d'étude. Cette évaluation de l'ampleur des travaux de forage donne une projection des forages ciblant du MH et des forages ciblant du gaz.

Afin d'établir le nombre de puits ciblant du gaz et le nombre de ceux ciblant du MH auxquels on peut s'attendre pendant la période de projection, on a calculé le nombre de jours de forage par puits. Pour la période de 2000 à 2006, ce nombre a été obtenu pour chaque catégorie d'appareils, zone d'étude et ressource ciblée. Le nombre de jours de forage des six dernières années a servi à projeter le nombre de jours de forage par puits en 2007 et 2008 (voir le détail à l'annexe A.6). En divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de forage par puits, on obtient le nombre de puits qui pourront être forés.

Les niveaux de forage ciblant du gaz et du MH établis en respectant la marche à suivre susmentionnée mènent à l'obtention du nombre de jours de forage et du nombre de puits illustrés à l'annexe A.7. Il est utile d'examiner les niveaux de forage sous l'angle du nombre de jours de forage puisqu'il s'agit d'une mesure plus révélatrice pour les besoins de comparaison des travaux réalisés dans les diverses zones d'étude.

Dans le cas des puits ciblant du MH, une affectation supplémentaire à l'égard de l'effort de forage déployé a été nécessaire afin d'obtenir le nombre de puits pour chaque regroupement de ressources de MH figurant dans ce rapport. Cette affectation est expliquée plus en détail à la section 3.2.2.2.

Le ratio du nombre de raccordements pour le gaz au nombre de puits forés ciblant du gaz a été étudié pour les six dernières années à l'égard du gaz et du MH. Ce ratio a été utilisé pour la période de projection. L'annexe A.8 renferme des tableaux présentant en détail le ratio des raccordements au nombre de puits pour chaque zone d'étude dans le cas des raccordements pour le gaz classique et pour chaque regroupement de ressources dans le cas du MH. En se fondant sur le ratio du nombre de raccordements au nombre de puits et sur le nombre de puits qu'on s'attend à forer, on a calculé, pour chaque année de 2006 à 2008, le nombre de raccordements à envisager pour le gaz et pour le MH.

Enfin, la fraction des raccordements selon le mois de l'année pendant la période de projection, lorsqu'elle est appliquée au nombre des raccordements sur une année, permet d'obtenir un nombre de raccordements par mois pour le gaz et pour le MH. L'annexe A.9 illustre les fractions mensuelles des

raccordements pour chaque zone d'étude dans le cas du gaz classique et pour chaque regroupement de ressources dans le cas du MH.

3.1.3 *Yukon et Territoires du Nord-Ouest*

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, le gaz provient des gisements de Kotaneelee, des collines Cameron et du plateau de la Liard (la production gazière d'Ikhil et de Norman Wells n'est pas raccordée au réseau pipelinier; elle a donc été exclue de cette évaluation). En raison du faible nombre de puits en production dans les territoires précités, un seul graphique de la diminution de la production a été produit pour les trois champs ci-dessus afin de définir la productibilité future des puits existants. Le degré de mise en valeur anticipée pendant la période de projection pour les champs en production ne devrait pas avoir une profonde incidence sur la productibilité de la région. Par conséquent, les paramètres de rendement obtenus à partir de l'analyse de diminution de la production ont été jugés représentatifs de la productibilité totale de la région pendant la période de projection.

3.1.4 *Gaz dissous*

Le gaz dissous compte actuellement pour quelque 9 % de la productibilité totale de gaz commercialisable dans le BSOC. Afin d'estimer la productibilité future de gaz dissous, une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour obtenir le taux de production actuel et le taux de diminution de la production de gaz dissous dans chaque zone d'étude de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception des piémonts de la C.-B. où il n'y a pas de gaz dissous). Comme c'est le cas avec la projection de la productibilité des raccordements existants pour le gaz, celle pour le gaz dissous présente un degré élevé de certitude.

3.2 BSOC – Méthane de houille (MH)

Les calculs estimatifs devant mener à l'obtention de la productibilité des puits de MH ont recours aux mêmes rapports élémentaires qui servent à évaluer la productibilité des sources d'approvisionnement de gaz classique (soit, productibilité future = productibilité des raccordements existants + productibilité des raccordements futurs). Tel que mentionné à la section 2.2 du présent rapport, trois regroupements de ressources de MH ont été constitués aux fins de l'évaluation de la productibilité : formation principale de Horseshoe Canyon, MH Mannville et autre MH.

3.2.1 *Raccordements existants pour le MH*

Formation principale de Horseshoe Canyon et autre MH

Pour les regroupements de la formation principale de Horseshoe Canyon et autre MH, les raccordements ont été répartis comme suit : avant 2003, en 2003, en 2004 et en 2005. Dans chacun des cas, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production de l'ensemble en fonction de la production cumulative. Les attentes de productibilité pour le groupe, selon les paramètres de rendement des raccordements moyens et le calendrier des raccordements, ont été intégrées au tracé du graphique du taux de production en fonction de la production cumulative afin de donner une idée de ce que sera le profil de production future probable pour le groupe. À partir de ces tracés, la productibilité en décembre 2005 a été établie pour chaque groupe, en même temps que les taux anticipés de diminution (courbe exponentielle). Les paramètres de chaque groupe ont servi à projeter la productibilité des raccordements existants pour le MH.

MH Mannville

Le MH Mannville a été divisé en trois sous-groupes aux fins de l'établissement des paramètres de rendement de la productibilité.

- *Raccordements de puits méthaniers horizontaux effectués en 2005 dans la région du projet Corbett* – Ce sous-groupe réunit la plus grande partie de la production de MH Mannville attribuable aux raccordements existants et est jugé être le plus représentatif des travaux futurs de mise en valeur du MH Mannville qui pourraient fort bien aller de l'avant d'ici quelques années.
- *À l'intérieur de la zone du projet Corbett, tous les raccordements pour le MH effectués avant 2005 et les raccordements de puits méthaniers verticaux effectués en 2005* – Ce sous-groupe correspond à peu de choses près à l'étape pilote du projet Corbett. La productibilité projetée rend compte de la productivité de l'ensemble des raccordements existants, mais le rendement de ce sous-groupe n'entre pas en ligne de compte au moment d'établir les paramètres de rendement des futurs travaux de mise en valeur du MH Mannville.
- *Tous les raccordements pour le MH Mannville effectués avant 2006 à l'extérieur de la zone du projet Corbett* – Ces raccordements représentent les divers travaux de mise en valeur du MH Mannville menés en Alberta qui, pour la plupart, constituent des projets pilotes ou expérimentaux. Ces raccordements sont dispersés sur une vaste superficie (voir la carte à l'annexe C.1.b), leurs caractéristiques de production sont diverses et ils représentent un faible pourcentage de la production totale de MH Mannville. Même si l'on s'attend à ce que les projets pilotes et expérimentaux visant le MH Mannville prolifèrent au cours des années à venir, la mise en valeur commerciale à grande échelle de ces ressources à l'extérieur du projet Corbett n'est pas une réalité à l'heure actuelle et pourrait continuer à ne pas en être une pendant la période de projection.

Pour chacun des sous-groupes de MH Mannville, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production de l'ensemble en fonction de la production cumulative. Sur cette base, on a estimé les paramètres de productibilité du regroupement, ceux-ci étant la productibilité en décembre 2005 et les taux anticipés de diminution. Dans le cas des raccordements de puits méthaniers horizontaux effectués en 2005 dans la zone du projet Corbett, les attentes de productibilité des raccordements moyens et le calendrier des raccordements de puits en 2005 ont également servi à mieux définir le profil de productibilité du regroupement.

3.2.2 *Raccordements futurs pour le MH*

Comme dans le cas de la méthodologie servant à évaluer la productibilité à l'égard de l'offre de gaz classique, l'évaluation de la productibilité des raccordements futurs pour le MH exige qu'on estime le nombre de raccordements et qu'on connaisse les caractéristiques de production du raccordement moyen au cours de la période de projection. La productibilité des raccordements futurs pour le MH est projetée pour chacun des trois regroupements de ressources de MH : formation principale de Horseshoe Canyon, MH Mannville et autre MH.

3.2.2.1 Rendement des raccordements moyens pour le MH

Formation principale de Horseshoe Canyon et autre MH

La productibilité de la formation principale de Horseshoe Canyon et les activités de forage qui s'y déroulent ont beaucoup plus d'ampleur que pour le groupe autre MH. Toutefois, la méthodologie

servant à évaluer le rendement des raccordements moyens pour les puits futurs est la même dans les deux cas.

Tant pour la formation principale de Horseshoe Canyon que pour le groupe autre MH, dans ce rapport, le rendement des raccordements moyens a été analysé pour les années 2003, 2004 et 2005. Presque tous les raccordements de ces deux regroupements ont été effectués au cours de ces années. Des graphiques comme celui présenté à la figure 3.2 ont été produits pour chaque regroupement de MH et chaque année de raccordement. Cette analyse a permis d'estimer la productivité initiale et le premier taux de diminution du raccordement moyen pour le MH. Il n'existe toujours pas suffisamment de données antérieures pour permettre d'établir de façon fiable les paramètres des autres diminutions (les taux applicables sur la durée de vie utile des raccordements et le nombre de mois les séparant). L'ONÉ a continué d'estimer ces paramètres en se fondant sur des échanges avec des producteurs de MH. Par ailleurs, pour la formation principale de Horseshoe Canyon, un volume ultime de gaz récupérable se situant autour de 7,5 à 8,5 Mm^3 (de 270 à 300 Mpi^3) par puits a servi à établir le point d'aboutissement, pour chaque graphique, du tracé des taux de diminution en fonction de la production cumulative dans le contexte de l'analyse des raccordements moyens. Certains dans l'industrie considèrent que ces estimations sont plutôt faibles et que le gaz récupérable pour chaque puits pourrait atteindre en moyenne 14 Mm^3 (500 Mpi^3).

Pour la formation principale de Horseshoe Canyon, une légère tendance menant à une diminution de la productivité initiale du raccordement moyen a été observée au cours des trois dernières années. Cette tendance n'est pas très marquée. Néanmoins, la productivité initiale projetée pour les raccordements de la formation principale de Horseshoe Canyon tient compte d'une petite diminution d'année en année au chapitre de la productivité initiale.

Quant au regroupement autre MH, les données disponibles sont beaucoup moins substantielles et aucune tendance n'est apparente. En tenant compte de la plus grande incertitude associée aux paramètres estimés à l'égard de la moyenne des raccordements pour le groupe autre MH, on n'a prévu qu'une productibilité et que des activités de forage de faible envergure pour ce regroupement.

MH Mannville

C'est dans la zone du projet Corbett qu'on retrouve les seuls travaux de mise en valeur de MH Mannville à grande échelle dans le BSOC. D'autres projets de mise en valeur de MH Mannville sont en cours un peu partout dans le BSOC, mais leur échelle et leur productibilité au cours de la période de projection devraient être mineures comparativement au projet Corbett.

On a déclaré la mise en valeur du MH Mannville dans la zone du projet Corbett commercialement viable en 2005, surtout en raison du recours aux forages horizontaux. Dans le cas de ce regroupement, le rendement de raccordements horizontaux choisis effectués en 2005 dans la zone du projet Corbett a été étudié de manière à fournir une assise en vue de l'estimation des raccordements futurs pour le MH Mannville.

À l'inverse des gisements houillers dans la formation principale de Horseshoe Canyon, ceux de Mannville dans la zone Corbett sont saturés d'eau saline. Pour permettre la production de MH, la pression sur le minerai doit d'abord être réduite en pompant l'eau hors de la formation (évacuation de l'eau). Avec la diminution de la pression dans le gisement, le MH se détache de la houille, ce qui entraîne l'accroissement des taux de production pendant l'évacuation de l'eau, jusqu'à l'atteinte d'un taux de production de pointe. De façon générale, la production du puits commence à diminuer après l'atteinte du taux de pointe. Le profil de production pour ce type de raccordement diffère de celui du raccordement moyen pour le gaz classique ou du raccordement moyen dans la formation

principale de Horseshoe Canyon, ce qui nécessite un modèle quelque peu différent pour la description du rendement. Les paramètres choisis en vue d'obtenir un modèle de rendement à l'égard du raccordement moyen pour le MH Mannville sont :

- taux de production de pointe,
- nombre de mois séparant du taux de production de pointe,
- premier taux de diminution (après atteinte du taux de production de pointe),
- deuxième taux de diminution,
- nombre de mois séparant du deuxième taux de diminution (à compter de l'entrée en production initiale),
- troisième taux de diminution,
- nombre de mois séparant du troisième taux de diminution (à compter de l'entrée en production initiale)

Aux fins de la présente évaluation de la productibilité à court terme, il n'est pas tenu compte du troisième taux de diminution et du nombre de mois avant son atteinte dans les calculs de la productibilité. Néanmoins, dans cette évaluation, des estimations sont faites pour l'ensemble de ces paramètres et sont incluses dans l'annexe B.2.b.

Les données en main permettent d'en arriver à une estimation raisonnable du taux de production de pointe et du nombre de mois avant d'y parvenir dans le cas des puits horizontaux pour le MH Mannville. Cependant, du fait d'antécédents de production qui remontent à peu, il est impossible de fournir des estimations fiables pour les autres paramètres. Par conséquent, les taux de diminution qui ont été estimés ici pour les raccordements futurs de MH Mannville présentent un faible degré de certitude. Dans tous les cas, les estimations des paramètres se fondent sur l'information obtenue de producteurs de MH et tiennent compte de l'attente générale à l'effet que la production des puits méthaniers diminuera à des taux moindres que ce n'est le cas pour les puits de gaz classique et que ces taux seront très faibles au bout d'environ cinq années de production.

3.2.2.2 Affectation des forages ciblant du MH selon le regroupement de ressources de MH

Le nombre de raccordements futurs ayant trait à chacun des trois regroupements de ressources de MH est estimé en fonction du niveau projeté de travaux de forages pour chaque regroupement.

La marche à suivre décrite à la section 3.1.2.2 de ce rapport permet d'obtenir une projection des forages ciblant du MH selon les différentes zones à l'intérieur du BSOC. Dans la grande majorité des cas, au cours des trois prochaines années, ces forages sont prévus dans les zones sud-est et centre de l'Alberta, là où se trouvent la formation principale de Horseshoe Canyon et le projet Corbett. Presque tous les forages ciblant du MH Mannville devraient normalement être effectués dans la zone du centre de l'Alberta.

Le nombre de puits de MH Mannville forés en 2006 est calculé en supposant un recours à huit appareils de forage fonctionnant sur l'année à un taux d'utilisation de 50 %, alors que le forage de chaque puits nécessite dix jours de travail. En 2007 et en 2008, le nombre d'appareils de forage consacrés au MH Mannville augmente de deux par année. On suppose que toute cette activité de forage ciblant du MH Mannville se déroulera dans la zone du centre de l'Alberta. Les puits ciblant du MH dans le centre de l'Alberta qui n'ont pas été affectés au groupe Mannville l'ont été à la formation principale de Horseshoe Canyon dans 99 % des cas et au groupe autre MH dans 1 % des cas.

Pour ce qui est des forages ciblant du MH dans le sud-est de l'Alberta, ils ont été affectés à 99 % à la formation principale de Horseshoe Canyon, la tranche restante de 1 % l'ayant été au groupe autre MH.

En dehors des zones du sud-est et du centre de l'Alberta, le nombre total de forages ciblant du MH est relativement faible, soit inférieur à 3 % de l'ensemble des travaux de forage ciblant du MH en Alberta en 2005. Ils ont tous été affectés au groupe autre MH.

Le ratio des raccordements annuels pour le MH au nombre de puits ciblant du MH forés chaque année est estimé par l'Office pour chaque regroupement. En multipliant le nombre projeté de puits sur l'année par le ratio des raccordements annuels au nombre de puits forés au cours d'une année, le nombre de raccordements pour le MH est obtenu pour 2006, 2007 et 2008 à l'égard de chaque regroupement de MH.

3.3 Canada atlantique

Dans le cas des puits en production au large de la Nouvelle-Écosse, une période initiale de 24 mois de production relativement constante a été suivie par un taux exponentiel supposé de diminution annuelle de 30 %. Ce profil de production est fondé sur la moyenne des taux de diminution des trois champs producteurs d'origine. Pour le moment, on ne suppose le forage d'aucun puits intercalaire supplémentaire après 2006 à l'égard des champs en production. Il devrait normalement y avoir compression du gaz dans la zone extracôtière d'ici décembre 2006. Les paramètres d'analyse de la compression découlent d'entretiens avec des représentants de l'industrie.

La production sur la terre ferme provenant du champ McCully a été établie d'après des plans de mise en valeur commerciale et tient compte du rendement des puits en exploitation depuis 2003, qui répondent à la demande industrielle locale.

Puisque les essais ne sont pas très avancés, il est impossible de produire des estimations raisonnables de la productivité du MH sur la terre ferme. Par conséquent, on supposera une productibilité nulle de MH sur la terre ferme pendant la période de projection.

Aucune livraison de gaz associé provenant des travaux menés au large de Terre-Neuve n'est prévue avant au moins 2012. Dans ces circonstances, aucune productibilité pour ce gaz n'est incluse pendant la période de projection.

3.4 Autre production au Canada

La productibilité provenant du BSOC et du Canada atlantique dont il est question dans les sections de ce chapitre qui précèdent représente 99,8 % de la production canadienne totale. Le reste de cette production est constitué d'un faible volume de gaz provenant de l'Ontario et du Québec. On suppose que la productibilité de ces dernières sources pendant la période de projection correspondra aux niveaux de production obtenus depuis quelques années.

3.5 Productibilité et demande au Canada

Afin de mieux comprendre le rôle de la productibilité de gaz naturel dans le contexte du marché gazier canadien, il est utile de comparer les perspectives de productibilité de l'Office à la demande actuelle et prévue de gaz naturel au Canada.

La productibilité de gaz naturel au Canada est définie comme étant la quantité de gaz disponible après traitement sur place. Ainsi, l'utilisation totale estimative de gaz avant la sortie des usines de traitement a déjà été déduite de l'estimation de productibilité et n'est pas non plus incluse dans l'estimation de la demande. Le gaz consommé aux installations de traitement de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, est inclus dans la catégorie du traitement sur place et a donc déjà été déduit des données de productibilité du Canada atlantique.

La demande de gaz actuelle et projetée au Canada est divisée entre l'est et l'ouest du pays, la frontière entre le Manitoba et la Saskatchewan servant de ligne de démarcation. Dans l'Ouest canadien, la demande comprend les volumes de gaz extraits au moment de la récupération des liquides de gaz naturel aux usines de chevauchement. Une tranche pouvant varier entre 85 % et 90 % des volumes de gaz quittant l'Alberta est traitée dans de telles usines, d'où une grande partie de l'éthane de même que presque tout le propane et les composantes lourdes sont extraits. Les usines de chevauchement ont comme effet de réduire le contenu calorifique du gaz commercialisable qui sort de l'Alberta. Avant traitement aux usines de chevauchement, le gaz commercialisable de l'Alberta a un contenu calorifique moyen d'environ 39,4 MJ/m^3. Après les opérations d'extraction du gaz commercialisable de l'Alberta destiné à l'exportation, ce contenu se situe autour de 37,9 MJ/m^3.

La demande respective, dans l'est et dans l'ouest du pays, comprend le gaz requis comme combustible par les pipelines. Dans les deux cas, les projections de l'Office relatives à la demande de gaz se fondent sur les tendances passées et tiennent compte d'importantes augmentations prévues au chapitre de la demande industrielle (notamment pour les projets dans la région des sables bitumineux) et de la production d'électricité. En outre, ces projections adoptent l'hypothèse de conditions météorologiques moyennes. La demande réelle de gaz est susceptible de varier grandement en raison des écarts de température pouvant survenir dans les grands marchés de chauffage au Canada.

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

4.1 BSOC – Offre de gaz classique

Tel qu'avancé au chapitre 3, l'offre de gaz classique dans le BSOC compte trois composantes : les raccordements existants pour le gaz, les raccordements futurs pour le gaz et le gaz dissous. Les paramètres liés à chacune de ces composantes sont traités ci-après.

4.1.1 *Diminution de la production des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous*

Une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour chaque zone d'étude et pour chaque année de raccordement, dans le cas des raccordements existants pour le gaz, ainsi que pour chaque zone d'étude dans le cas du gaz dissous. À la fin de 2005, on comptait environ 115 000 raccordements existants et en production pour le gaz classique dans le BSOC. À partir de l'analyse précitée, il a été possible d'établir la productibilité à la fin de 2005 de même que les taux de diminution de la production applicables à partir desquels la productibilité future des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous pouvait être calculée. Un tableau présentant tous les paramètres de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous constitue l'annexe B.1. La productibilité pouvant être envisagée à partir de ces paramètres est de 468 Mm^3/j (16,5 Gpi^3/j) à la fin de 2005, 370 Mm^3/j (13,1 Gpi^3/j) à la fin de 2006, 312 Mm^3/j (11,0 Gpi^3/j) à la fin de 2007 et 269 Mm^3/j (9,5 Gpi^3/j) à la fin de 2008.

4.1.2 *Raccordements futurs pour le gaz*

L'analyse de diminution de la production dont il est question à la section 4.1.1 permet de conclure qu'en raison d'une diminution de la production constante au fil des ans dans le cas des raccordements de puits de gaz existants et du gaz dissous, une tranche d'environ 97 Mm^3/j (3,4 Gpi^3/j) de la productibilité devra être remplacée chaque année au moyen de nouveaux puits de gaz afin de maintenir la production tirée du BSOC.

4.1.2.1 *Paramètres de rendement des raccordements futurs moyens pour le gaz*

Le niveau de productibilité auquel on peut s'attendre à l'égard des raccordements futurs pour le gaz est un facteur clé de l'évaluation de la productibilité future. L'analyse de la diminution de la production présentée au chapitre 3 est à la base des paramètres de rendement établis à l'égard des raccordements futurs pour le gaz.

De façon générale, le premier et le second taux de diminution, ainsi que le nombre de mois les séparant, qui ont été observés dans chaque zone ont été assez constants au cours des dernières années de raccordement. Par conséquent, des paramètres de rendement moyen des puits de gaz ont été appliqués aux années de raccordement à venir (voir l'annexe B.2.a). Les zones de Fort St. John et de Fort Nelson, dans le nord-est de la C.-B., font exception à cette tendance. Des taux de diminution beaucoup plus abrupts qu'au cours des années précédentes y ont été enregistrés depuis 2003. Cette situation est attribuée à la mise en valeur à grande échelle, depuis deux ans, de gaz provenant de réservoirs plus étanches. De telles ressources sont habituellement caractérisées par des taux élevés de diminution initiale suivis d'un aplanissement menant à de très faibles taux de diminution.

Dans le cas de la productivité initiale des raccordements pour le gaz, la tendance varie considérablement d'une zone à une autre (voir l'annexe B.3). En général, la productivité initiale de ces raccordements continue de décroître d'année en année, des diminutions plus faibles devenant apparentes au cours des dernières années. La figure 4.1 illustre la tendance générale de la productivité initiale des puits de gaz au fil du temps dans l'ensemble du BSOC.

Des paramètres de rendement spécifiques établis à l'égard des raccordements futurs pour le gaz dans chaque zone d'étude pendant la période allant de 2006 à 2008 sont précisés au tableau 4.1.

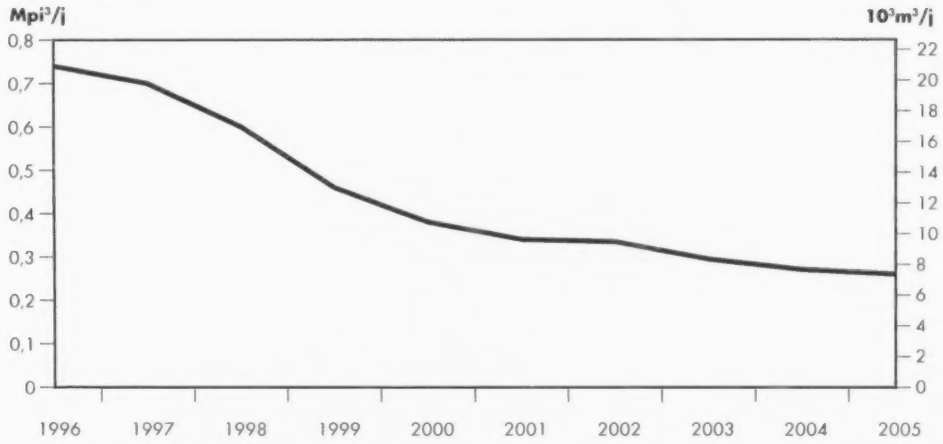
4.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

Dans le présent rapport, le nombre de raccordements futurs pour le gaz est établi en fonction du nombre de forages de puits ciblant du gaz. Ce dernier chiffre est pour sa part calculé à partir de l'évaluation de la capacité de forage dans le BSOC. Tel que mentionné au chapitre 3, le nombre de forages de puits ciblant du gaz dans le BSOC dépendra de la proportion des appareils de forage au Canada affectés au parc du BSOC (annexe A.1).

En s'appuyant sur les tendances passées et après consultation de représentants de l'industrie, l'Office a effectué des projections quant à la croissance du parc d'appareils de forage du BSOC pour chacune des catégories de ces appareils – faible, moyenne et grande profondeurs (annexe A.2). Les prix élevés du gaz naturel et l'ampleur des travaux de mise en valeur dans l'ouest du BSOC (plus grande profondeur)

FIGURE 4.1

BSOC – Productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

Caractéristiques de production des raccordements moyens pour le gaz selon la zone en 2006, 2007 et 2008

Zone	Premier taux de diminution (fraction)	Nombre de mois séparant du second taux de diminution	Second taux de diminution (fraction)	Productivité initiale					
				2006		2007		2008	
				$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j
AB - Piémonts	0,380	17	0,180	39,01	1,377	35,38	1,249	32,24	1,138
AB - Z. fr. piémonts	0,510	17	0,270	15,01	0,530	14,16	0,500	13,60	0,480
AB - Sud-est	0,620	17	0,270	2,58	0,091	2,38	0,084	2,24	0,079
AB - Centre-est	0,620	18	0,290	3,34	0,118	3,00	0,106	2,72	0,096
AB - Centre	0,620	18	0,330	6,09	0,215	5,44	0,192	4,87	0,172
AB - Nord-est	0,310	30	0,180	5,67	0,200	5,38	0,190	5,13	0,181
AB - Nord-ouest	0,580	22	0,290	11,30	0,399	10,45	0,369	9,66	0,341
BC - Fort St. John	0,720	15	0,300	19,09	0,674	18,19	0,642	17,34	0,612
BC - Fort Nelson	0,710	13	0,350	26,29	0,928	24,59	0,868	22,97	0,811
BC - Piémonts	0,300	24	0,140	74,82	2,641	71,76	2,533	68,24	2,409
SK - Centre	0,600	24	0,300	4,73	0,167	4,33	0,153	3,99	0,141
SK - Sud-ouest	0,520	17	0,250	2,27	0,080	2,15	0,076	2,04	0,072

devraient mener à la croissance du parc d'appareils de forage des zones de moyenne et de grande profondeurs du bassin pendant la période de projection. L'envergure du parc des appareils de forage des zones de faible profondeur s'était beaucoup accrue en 2004 et en 2005, mais les taux d'utilisation ont régressé en 2006 sous l'effet du fléchissement des prix du gaz. L'Office projette une stabilisation de la taille de ce parc autour de 250 appareils d'ici 2007. La répartition du parc d'appareils de forage du BSOC entre les diverses zones d'étude, ainsi que les niveaux d'utilisation anticipés de ces appareils pendant la période de projection, sont décrits en détail, aux annexes A.3 et A.4 respectivement.

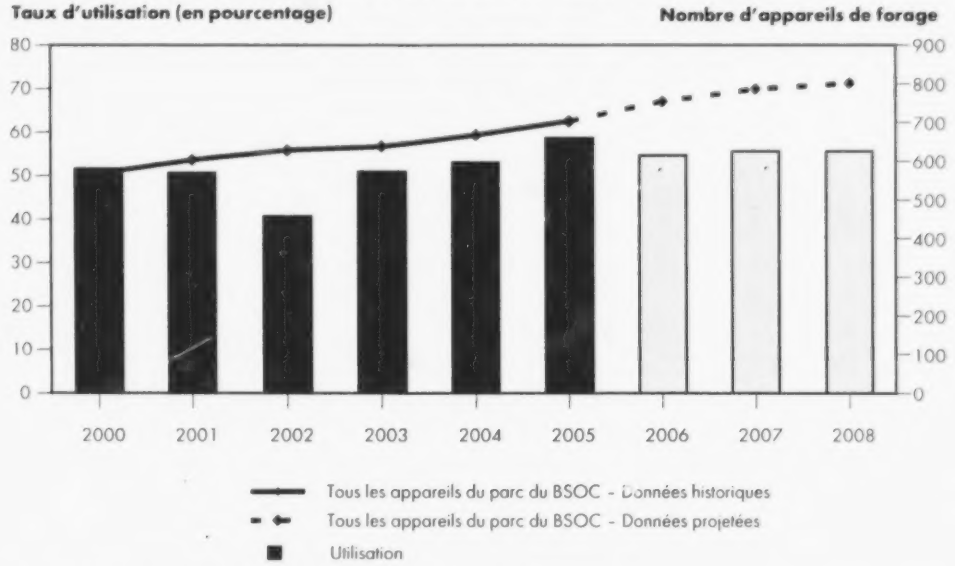
La croissance du parc d'appareils de forage du BSOC (toutes catégories confondues) ainsi que les niveaux d'utilisation projetés pour l'ensemble de ces appareils sont illustrés à la figure 4.2. La grande vigueur des prix du gaz naturel en 2005 avait alors poussé les taux d'utilisation des appareils de forage à presque 59 %. Ce taux était passablement plus élevé qu'une utilisation oscillant entre 52 % et 53 %, précédemment jugée par l'Office comme un maximum réaliste pour l'exploitation du parc des appareils de forage du BSOC. Alors que des facteurs comme le dégel, le déplacement et l'entretien des appareils ou des conditions météorologiques défavorables continuent de limiter de façon tangible les niveaux d'utilisation des appareils, l'activité intense de 2005 a mené à l'établissement d'une nouvelle norme quant au maximum réaliste de la capacité d'exploitation du parc du BSOC. La forte utilisation en 2005 a en outre contribué à une hausse importante des coûts de forage. Alors qu'on tentera de freiner la montée des coûts à l'avenir et aussi afin de tenir compte de la possibilité de périodes où les prix fléchiront, l'Office estime que le niveau d'utilisation de l'ensemble des appareils de 2006 à 2008 se situera autour de 55 %, tel qu'illustré à la figure 4.2. Cette estimation rend compte de travaux de forage à presque pleine capacité dans l'industrie.

L'élargissement important du parc d'appareils de forage du Canada (d'environ 35 appareils ou 5 % en 2005, puis de 50 nouveaux appareils jusqu'au milieu de 2006) a facilité l'accroissement des travaux de forage. Il semble possible d'ajouter 50 autres appareils au parc canadien en 2007. Afin de maintenir son accès à certains types d'appareils dans un marché fortement concurrentiel, les contrats annuels ont été fréquents, ce qui a aussi favorisé les niveaux d'utilisation élevés. Par conséquent, le nombre de jours de forage ciblant du gaz, qui s'était accru de 14 % en 2004, a encore gagné 16 % en 2005.

Un parc d'appareils de forage toujours en expansion dans le BSOC et les niveaux d'utilisation sans cesse élevés prévus dans la présente ÉME font en sorte qu'on est en droit de s'attendre à un nombre de jours de forage qui prenne progressivement de l'ampleur d'année en année pendant la période de projection. L'affectation de ces jours de forage aux ressources ciblées pour chaque catégorie d'appareils et chacune des zones d'étude est décrite à l'annexe A.5. La figure 4.3 résume cette affectation des activités de forage en termes de pourcentage du nombre total de jours de forage consacrés au gaz et au MH. Le graphique montre, dans le contexte des activités de forage, l'importance toujours croissante du gaz comparativement au pétrole, ainsi que l'émergence du MH en tant qu'importante

FIGURE 4.2

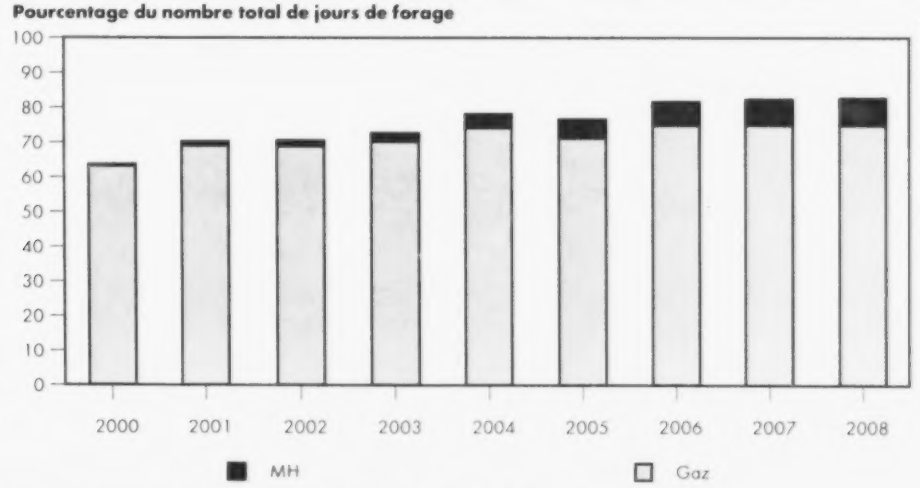
Croissance et utilisation du parc d'appareils de forage dans le BSOC



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

FIGURE 4.3

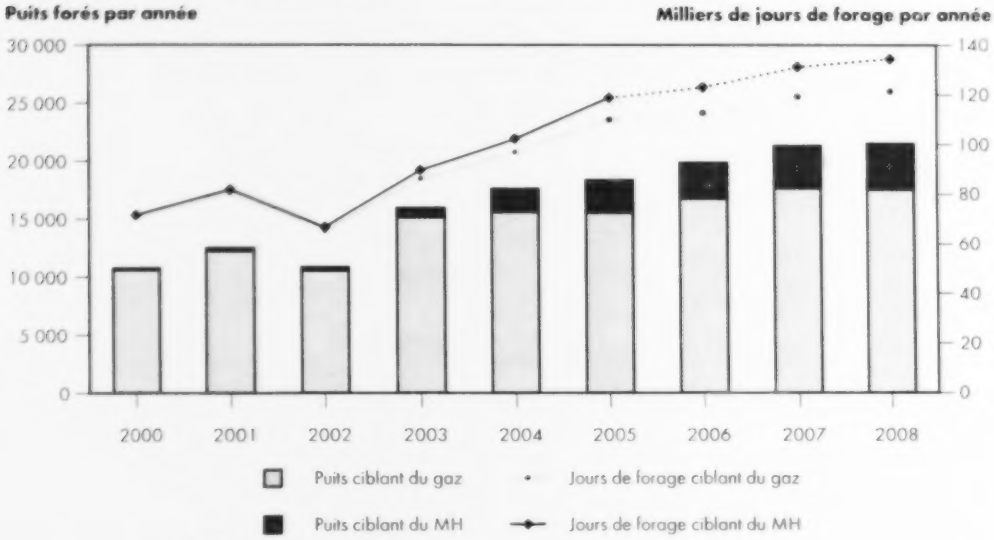
Partie des jours de forage du parc d'appareils du BSOC consacrée au gaz et au MH



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

FIGURE 4.4

Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du MH



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

cible de forage depuis cinq ans. En outre, les projections pour la période de 2006 à 2008 à la figure 4.3 illustrent l'ampleur accrue des forages ciblant du MH et l'envergure toujours importante de ceux ciblant du gaz.

En appliquant le nombre de jours de forage par puits de gaz (voir l'annexe A.6) au nombre de jours de forage ciblant du gaz, on obtient une projection du nombre de puits ciblant du gaz, selon la ressource, dans chaque zone d'étude. Des tableaux qui présentent la synthèse des activités de forage ciblant du gaz, en termes de nombre de jours de forage et de nombre de puits, se trouvent à l'annexe A.7. La figure 4.4 présente les activités de forage passées et projetées du parc d'appareils du BSOC pour le gaz et le MH, en termes de jours de forage et de puits. Le graphique montre que quelque 16 700 puits ciblant du gaz classique seront forés dans le BSOC en 2006, ce nombre passant à environ 17 500 en 2007 ainsi qu'en 2008. On s'attend à ce que la part des puits ciblant du gaz prenne progressivement de l'ampleur du côté ouest du BSOC, là où le bassin est beaucoup plus profond et le nombre de jours de forage par puits beaucoup plus grand. Cette tendance du côté ouest du bassin est la raison pour laquelle le nombre de puits ciblant du gaz n'augmente pas en proportion de l'accroissement du nombre de jours de forage ciblant du gaz pendant la période de projection.

Le nombre de puits futurs ciblant du gaz prend la forme de raccordements futurs pour le gaz par l'application d'un facteur établi selon le rapport passé entre les deux paramètres. L'annexe A.8 présente brièvement les ratios passés et projetés des raccordements au nombre de puits, dans chacune des zones pour le gaz classique et à l'égard de chaque regroupement de ressources pour le MH. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 illustre la projection de l'Office sur les raccordements pour le gaz et le MH par zone. L'Office entrevoit 16 800 raccordements pour le gaz classique dans le BSOC en 2006, ce nombre augmentant à 17 700 en 2007, puis régressant juste sous la barre des 17 600 en 2008.

Il est prévu que le nombre de raccordements pour le gaz par année augmentera à toutes fins utiles dans chacune des zones d'étude pendant la période de projection. Les augmentations les plus marquées devraient normalement survenir sur le flanc ouest du bassin, surtout dans la zone frontale

Raccordements projetés pour le gaz et le MH selon la zone ou le regroupement de MH

Zone / regroupement de MH	Année		
	2006	2007	2008
Raccordements pour le gaz classique			
AB - Piémonts	111	118	123
AB - Zone frontale des piémonts	2 359	2 501	2 595
AB - Sud-est	6 711	7 034	6 843
AB - Centre-est	1 041	1 130	1 129
AB - Centre	1 564	1 651	1 596
AB - Nord-est	518	545	545
AB - Nord-ouest	1 252	1 304	1 311
BC - Fort St. John	815	846	858
BC - Fort Nelson	266	272	278
BC - Piémonts	39	42	43
SK - Centre	350	368	367
SK - Sud-ouest	1 804	1 890	1 889
Total des raccordements pour le gaz classique	**16 833**	**17 700**	**17 576**
Raccordements pour le MH			
AB - Formation principale de Horseshoe Canyon	2 904	3 394	3 626
AB - Mannville	131	164	197
AB - Autre	44	50	52
Total des raccordements pour le MH	**3 080**	**3 608**	**3 875**
Total des raccordements pour le gaz classique et le MH	**19 864**	**21 412**	**21 452**

des piémonts en Alberta. Le haut niveau de productivité initiale des raccordements pour le gaz dans l'ouest du bassin et l'activité croissante prévue dans ces zones sont essentiels au maintien de la productibilité globale du BSOC.

4.2 BSOC – Méthane de houille

4.2.1 *Raccordements existants pour le MH*

La productibilité du MH à la fin de 2005 se situait aux environs de 11,6 Mm^3/j (0,41 Gpi^3/j). En tenant compte des paramètres de rendement estimatifs des raccordements pour le MH (voir l'annexe B.1), la productibilité des raccordements existants devrait s'établir à 10,4 Mm^3/j (0,37 Gpi^3/j) à la fin de 2006, 8,9 Mm^3/j (0,32 Gpi^3/j) à la fin de 2007 et 7,7 Mm^3/j (0,27 Gpi^3/j) à la fin de 2008.

4.2.2 *Raccordements futurs pour le MH*

L'ONÉ a estimé le nombre de raccordements futurs pour le MH de la même manière qu'il s'y est pris afin d'établir le nombre de raccordements futurs projetés pour le gaz classique. Il est possible de passer en revue les facteurs ayant mené à l'estimation du nombre de raccordements pour le MH en consultant les annexes A.2 à A.8. Un nombre total de puits ciblant du MH a été attribué à chacun des trois regroupements de ressources de MH de la manière décrite à la section 3.2 du présent rapport.

Le nombre de puits ciblant du MH (chapeautant la barre illustrant le nombre de puits ciblant du gaz à la figure 4.4) devrait progresser jusqu'à des niveaux approximatifs de 3 100 en 2006, 3 700 en 2007 et 3 900 en 2008. Pour la plupart, ces puits ciblant du MH sont le fruit de la mise en valeur de la formation principale de Horseshoe Canyon dans le couloir entre Calgary et Edmonton (voir la carte à l'annexe C.1.a). Un nombre relativement faible mais croissant de tels puits est attribuable à la mise en valeur du MH Mannville, en particulier dans la région du projet Corbett. Seule une faible proportion des puits ciblant du MH vise les ressources du groupe autre MH. On s'attend à ce que le nombre total de raccordements pour le MH découlant de cette activité se situe aux alentours de 3 100 en 2006, 3 600 en 2007 et 3 900 en 2008.

Dans la formation principale de Horseshoe Canyon, l'intensité de la mise en valeur depuis 2003 a produit une quantité raisonnable de données sur la production initiale qui ont permis de cerner des paramètres de rendement initial pour les raccordements moyens. La productivité initiale des raccordements moyens pour cette ressource est estimée à 2 300 m^3/j (0,08 Mpi^3/j) en 2006 et régresse légèrement d'année en année par la suite. L'annexe C.2.a renferme des graphiques illustrant le rendement des raccordements moyens de la formation principale de Horseshoe Canyon en 2003, 2004 et 2005, en plus d'indiquer le rendement attendu des raccordements en 2006, 2007 et 2008. Pour cette ressource, les raccordements ont montré une production relativement stable pendant les premiers mois, ce qui fait que les taux de diminution affectés sont de 5 % pour les 16 premiers mois de production, puis de 15 % pour les 44 mois qui suivent. Après cinq ans, le taux de diminution de la production est estimé à 10 %.

La productivité de pointe des raccordements moyens pour le MH Mannville est estimée à 11 000 m^3/j (0,40 Mpi^3/j) et est atteinte au quatrième mois de production. Au cours des premier, deuxième et troisième mois de production, la productivité des raccordements moyens est estimée respectivement à 0 %, 40 % et 80 % de la productivité de pointe. Après l'atteinte de la productivité de pointe au quatrième mois de production, un premier taux de diminution de 25 % s'applique jusqu'au 24e mois. Un deuxième taux de diminution, de 15 %, est estimé pour la production du 25e au 60e mois, puis un troisième, de 10 %, s'applique pendant le reste de la vie utile des raccordements. L'annexe C.2.b propose un graphique illustrant le rendement moyen des puits de MH Mannville et les attentes à cet égard. Compte tenu du faible nombre de raccordements en production et d'antécédents à ce chapitre qui remontent à peu, le degré d'incertitude est élevé quant aux paramètres choisis pour le MH Mannvile. Néanmoins, l'Office est d'avis que ceux-ci constituent des estimations raisonnables du rendement des ressources alors que la mise en valeur n'en est encore qu'à ses débuts.

On ne s'attend pas à ce que la contribution des ressources du regroupement autre MH à la productibilité soit importante pendant la période de projection. L'annexe C.2.c présente un graphique du rendement passé et projeté des raccordements moyens pour ce regroupement, établi à partir des travaux de mise en valeur limités jusqu'à maintenant.

Les paramètres de rendement des raccordements moyens utilisés dans la présente évaluation pour les trois regroupements de ressources de MH (formation principale de Horseshoe Canyon, MH Mannville et autre MH) peuvent être examinés à l'annexe B.3.h.

4.3 Canada atlantique

La productibilité de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse était attribuable à cinq champs en 2005. L'exploitation d'un de ces champs (North Triumph) a été interrompue en 2006 parce que la pression était insuffisante à la tête de puits pour permettre l'accès au réseau de collecte. La productibilité totale de gaz commercialisable à la fin de 2005 s'élevait à environ 11,4 Mm^3/j (400 Mpi^3/j).

Un ajout de compression dans la zone extracôtière du PÉES à la fin de 2006 devrait initialement faire grimper la productibilité de plus ou moins 33 %. La compression accrue procurant l'énergie voulue pour acheminer le gaz jusqu'à la côte, le réseau de collecte devrait fonctionner à une pression moindre et ainsi permettre la remise en exploitation du champ North Triumph.

Sur la terre ferme, dans le champ McCully, il est prévu qu'une dizaine de puits par année seront forés et raccordés, ce qui nécessitera le recours à un appareil de forage. Dans ces circonstances, la production devrait se stabiliser vers la fin de 2008 (les nouveaux raccordements compensant les diminutions) à quelque 1,1 Mm^3/j (40 Mpi^3/j).

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Le tableau 5.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone d'étude. On y montre la production annuelle moyenne pour 2005 ainsi que la productibilité annuelle moyenne prévue dans chaque zone pour 2006, 2007 et 2008. On s'attend à ce que la productibilité annuelle moyenne au Canada augmente quelque peu et passe de 484 Mm^3/j (17,1 Gpi^3/j) en 2005 à 491 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) en 2008.

TABLEAU 5.1

Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone

Zone	Production annuelle moyenne							
	Données réelles		Projections					
	2005		2006		2007		2008	
	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j
AB - Piémonts	21,47	758	22,01	777	22,28	786	22,41	791
AB - Z. fr. piémonts	127,42	4 498	131,53	4 643	133,10	4 699	133,88	4 726
AB - Sud-est	76,90	2 714	74,50	2 630	72,53	2 560	70,35	2 483
AB - Centre-est	17,19	607	16,57	585	16,02	566	15,49	547
AB - Centre	48,54	1 713	46,88	1 655	44,23	1 561	41,77	1 475
AB - Nord-est	23,80	840	21,33	753	20,20	713	19,11	675
AB - Nord-ouest	51,74	1 826	51,77	1 827	49,99	1 765	48,22	1 702
BC - Fort St. John	37,58	1 327	40,47	1 429	40,98	1 447	41,35	1 460
BC - Fort Nelson	24,28	857	23,49	829	22,65	800	21,98	776
BC - Piémonts	12,95	457	12,82	453	13,31	470	13,73	485
SK - Centre	5,21	184	5,29	187	5,34	189	5,27	186
SK - Sud-ouest	14,20	501	14,45	510	14,70	519	14,81	523
SK - Sud-est	0,76	27	0,85	30	0,84	30	0,83	29
Yukon et T. N.-O.	1,17	41	0,73	26	0,59	21	0,49	17
Total du gaz classique dans le BSOC	**463,22**	**16 352**	**462,67**	**16 332**	**456,77**	**16 124**	**449,70**	**15 874**
AB MH - Formation principale de Horseshoe Canyon	7,44	263	12,31	435	17,68	624	23,02	813
AB MH - Mannville	0,37	13	1,35	48	2,55	90	3,89	137
AB MH - Autre	0,54	19	0,50	18	0,47	17	0,46	16
Total du MH en Alberta	**8,35**	**295**	**14,17**	**500**	**20,70**	**731**	**27,37**	**966**
Total du gaz dans le BSOC	**471,57**	**16 646**	**476,84**	**16 832**	**477,47**	**16 855**	**477,07**	**16 841**
Canada atlantique	11,10	392	10,02	354	14,14	499	13,44	475
Ailleurs (Ontario et Québec)	0,93	33	0,93	33	0,93	33	0,93	33
Total au Canada	**483,60**	**17 071**	**487,79**	**17 219**	**492,54**	**17 387**	**491,45**	**17 348**

5.1 BSOC – Gaz classique

La productibilité annuelle moyenne de gaz classique du BSOC devrait reculer un peu pendant la période de projection, passant de 463 Mm^3/j (16,4 Gpi^3/j) en 2005 à 450 Mm^3/j (15,9 Gpi^3/j) en 2008. La productibilité de gaz classique de l'Alberta, la province qui en produit le plus, devrait quant à elle passer d'environ 367 Mm^3/j (13,0 Gpi^3/j) en 2005 à 351 Mm^3/j (12,4 Gpi^3/j) en 2008. Des baisses de la production de gaz classique sont attendues pour toutes les zones albertaines, sauf pour la zone frontale des piémonts et celle des piémonts. La zone frontale des piémonts est la zone de croissance par excellence en Alberta alors qu'une augmentation significative des activités de forage là où les ressources sont étendues est à l'origine d'une tendance haussière de la production totale. Le sud-est de la province est une zone clé pour la production de gaz classique, des augmentations pouvant être constatées à maintes reprises au cours des dernières années. Cependant, on s'attend maintenant à une diminution de la production dans cette zone, qui commence à se ressentir du recul de la productivité des puits et d'une prospectivité limitée.

La productibilité devrait demeurer stable en C.-B. et se situer autour de 77 Mm^3/j (2,71 Gpi^3/j) pendant la période de projection.

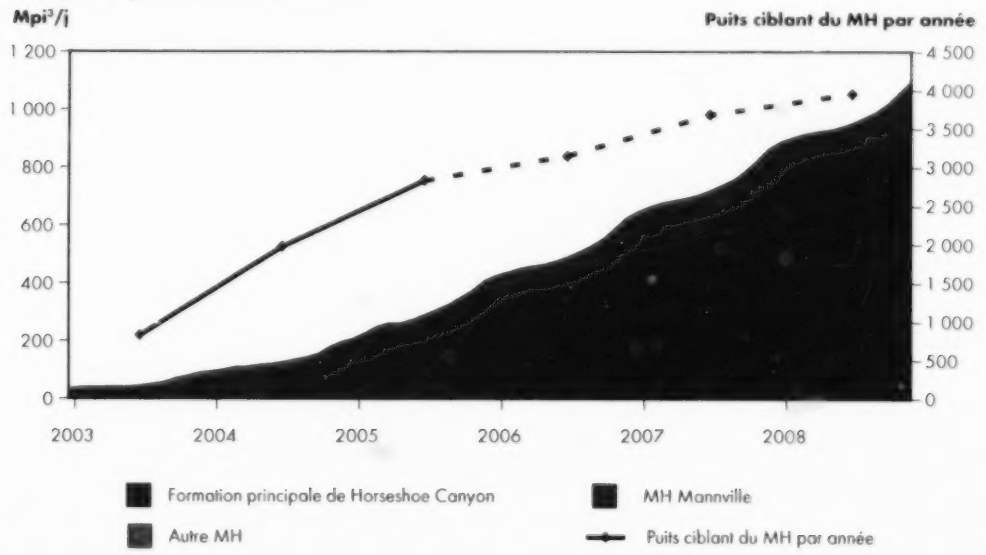
La productibilité totale de la Saskatchewan devrait demeurer uniforme pendant la période de projection, à 21 Mm^3/j (0,73 Gpi^3/j).

5.2 BSOC – Méthane de houille

La production albertaine de MH a connu une croissance fulgurante depuis quelques années et devrait jouer un rôle encore plus important pour ce qui est de l'offre de gaz canadien pendant la période de projection. La productibilité moyenne de MH pour 2008 devrait atteindre 27 Mm^3/j (1,0 Gpi^3/j), soit environ le triple du niveau de production moyen en 2005. Tel qu'illustré à la figure 5.1, cette croissance de la productibilité de MH devrait en majeure partie provenir de la formation principale de Horseshoe Canyon, mais on prévoit que la contribution du MH Mannville sera elle aussi importante

FIGURE 5.1

Forages et productibilité de MH



et croissante pendant la période de projection. La productibilité des ressources du regroupement autre MH devrait demeurer minime pendant cette période.

En outre, la figure 5.2 montre la progression des activités de mise en valeur associées au MH. Par année, on s'attend à ce que le nombre de puits ciblant du MH passe de quelque 2 800 en 2005 à 3 900 en 2008, alors que le MH devrait représenter plus ou moins 5 % de la productibilité canadienne dans son ensemble.

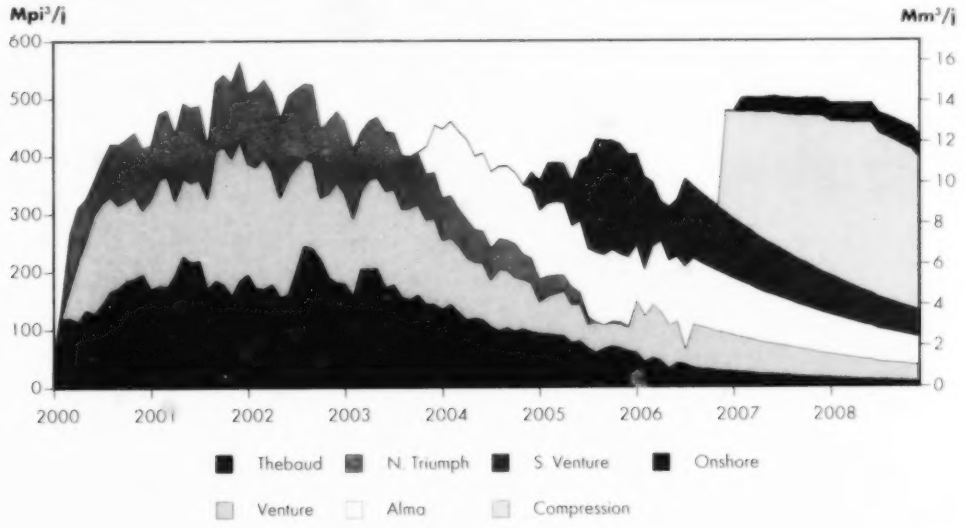
5.3 Canada atlantique

Tel qu'illustré à la figure 5.2, jusqu'en octobre 2006, l'estimation de la productibilité du PÉES tient compte des diminutions naturelles continues des quatre champs actuellement en exploitation. Selon le champ, la productibilité pourrait varier davantage que ne l'indique le graphique si l'exploitation cyclique continue des puits devenait nécessaire. L'ajout de compression au large vers la fin de 2006 devrait hausser la productibilité des champs d'origine, qui devrait ainsi passer en moyenne à 13,4 Mm^3/j (470 Mpi^3/j) en 2007. En raison des incertitudes propres au rendement des puits individuels à des pressions plus faibles, aucune tentative n'a été faite en vue d'affecter l'augmentation de compression de façon distincte selon les champs. Toutefois, on s'attend à ce que la compression accrue entraîne la reprise de productibilité du champ North Triumph.

Sur la terre ferme, dans le champ McCully, la productibilité du gaz acheminé jusqu'au gazoduc Maritimes and Northeast Pipeline devrait d'abord être de 0,71 Mm^3/j (25 Mpi^3/j) au début de 2007, pour augmenter graduellement et atteindre 1,1 Mm^3/j (40 Mpi^3/j) vers la fin de 2008 avec l'accroissement du nombre de puits forés et raccordés. En supposant l'utilisation intégrale d'un appareil de forage, la productibilité du champ McCully devrait se stabiliser vers la fin de 2008 à 1,1 Mm^3/j (40 Mpi^3/j).

FIGURE 5.2

Perspectives de productibilité au Canada atlantique



5.4 Total – Canada

La figure 5.3 fait état des perspectives de productibilité totale de gaz au Canada et montre les principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. (Nota : La figure 5.3 est reprise de la section de la présente ÉMÉ intitulée Tour d'horizon.) L'Office s'attend à ce que la production totale au Canada augmente légèrement pendant la période de projection. Cette augmentation sera le résultat d'un accroissement significatif de la production de MH qui se greffera aux niveaux relativement stables de production de gaz classique qui sont prévus dans le BSOC. Le soubresaut au chapitre de la productibilité qui survient pendant les premiers mois de chaque année de la période de projection découle des variations saisonnières du nombre de raccordements dans le BSOC. La productibilité dans l'Est du Canada provient principalement de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, mais elle comprend également celle du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et du Québec.

5.5 Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes

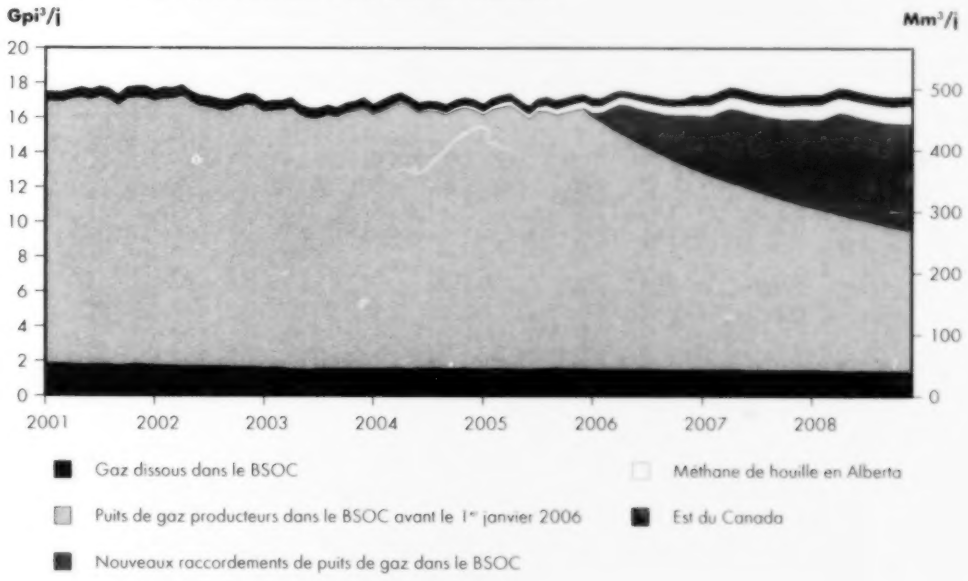
Comparativement aux projections de l'Office sur la productibilité remontant à octobre 2005, les chiffres présentés ici montrent une augmentation de quelque 2,8 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) en 2006. Voici les différences fondamentales constatées.

À l'intérieur du bassin, le nombre de puits de gaz forés dans la zone frontale des piémonts et celle des piémonts a été supérieur en 2005 à ce qui avait été anticipé par l'Office dans son ÉMÉ précédente (2 500 comparativement à des attentes de 2 200), ce qui est à l'origine d'une productibilité plus élevée que prévu.

L'industrie a foré un peu plus de 2 800 puits de MH en 2005 et l'on s'attend à ce qu'elle en fore encore 3 100 en 2006, puisque ce nombre augmente graduellement jusqu'à 3 900 en 2008. Ce rythme

FIGURE 5.3

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



de croissance est considérablement plus faible que ce qui avait été prévu dans l'ÉME précédente, dans laquelle on avait avancé un chiffre de 5 400 puits de MH par année d'ici 2007.

Dans le centre, les forages méthaniers ne dévient pratiquement pas de ce qui avait été prévu dans l'ÉME précédente. Cependant, l'activité à ce chapitre dans le sud-est du bassin est considérablement moindre que ce qui avait auparavant été envisagé, ce qui laisse supposer que le développement rentable de la formation de Horseshoe Canyon ne s'étend pas autant vers le sud-est que ce qui avait été prévu.

Le nombre de puits de gaz classique à faible profondeur forés par l'industrie dans le sud-est de l'Alberta en 2005 a été de loin inférieur à ce que l'Office avait prévu dans l'ÉME précédente. En raison d'un temps pluvieux, d'inondations et d'inefficacités découlant du recours à des équipes de forage moins expérimentées ainsi que de retards à l'égard de l'obtention de matériaux et de services, seulement 5 700 puits de gaz ont été forés dans le sud-est de l'Alberta en 2005, un nombre bien à court des attentes de l'Office qui étaient de 6 900 puits pour l'année.

Quand on les compare à ce que l'Office avait prévu, les forages gaziers autour de Fort St. John ont montré une vigueur inattendue (900 puits alors qu'on s'attendait à 700), ce qui pourrait accroître la productibilité de quelque 2,8 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) en 2006.

Les travaux de forage ciblant du gaz dans la zone de Fort Nelson ne devraient pas prendre d'ampleur pendant la période de projection alors que l'Office avait précédemment prévu une augmentation d'environ 25 %.

5.6 Productibilité et demande au Canada

Les perspectives de l'Office en matière de productibilité et de demande de gaz au Canada pendant la période de projection sont présentées au tableau 5.2, qui permet une mise en contexte, selon le marché, des changements relatifs à la productibilité de gaz. Le principal facteur de changement à l'égard de la demande de gaz au Canada pendant la période de 2006 à 2008 devrait normalement être un accroissement des besoins en combustible pour les projets dans la région des sables bitumineux en Alberta. Le remplacement éventuel du charbon par le gaz sur le marché de l'électricité de l'Ontario semble avoir été reporté au-delà de 2008. Les estimations de la demande de gaz peuvent varier grandement en raison des écarts de température pouvant survenir dans les grands marchés de chauffage au Canada. En outre, des importations des É.-U. peuvent servir à répondre à une partie de la demande de gaz au Canada.

On s'attend à ce que la demande de gaz naturel au Canada augmente d'un peu moins de 34 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) entre 2005 et 2008. Pour une tranche de presque 28 Mm^3/j (1,0 Gpi^3/j) ou 85 %, cette croissance pendant la période visée devrait provenir de l'Ouest canadien. La productibilité de gaz devrait s'accroître de presque 8,5 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j) pendant la même période.

Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada

	2005		2006		2007		2008	
	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j
Productibilité au Canada	483,6	17,07	487,8	17,22	492,5	17,39	491,4	17,35
Demande dans l'Ouest canadien	125,2	4,42	138,9	4,90	145,2	5,12	153,2	5,41
Demande dans l'Est du Canada	102,0	3,60	102,0	3,60	104,3	3,68	106,9	3,78

OBSERVATIONS, ENJEUX ET CONCLUSIONS

6.1 Observations

Certaines observations suivent au sujet des principaux faits nouveaux ayant une incidence sur la productibilité actuelle et projetée.

- Les diminutions de la production des puits existants ne changent pas.
    - L'Office s'attend à ce que le taux réel de diminution de la production des puits de gaz existants se maintienne autour de 20 % par année. Cela signifie que, chaque année, de nouveaux raccordements devront assurer le remplacement d'environ le cinquième du gaz produit l'année précédente pour maintenir un niveau de production constant.
- La productivité initiale des nouveaux puits continue de diminuer.
    - La tendance à la baisse de la productivité initiale des nouveaux puits de gaz forés dans le BSOC se poursuit. Par conséquent, pour compenser la diminution de la production des puits producteurs, le nombre de nouveaux raccordements devra croître chaque année afin de maintenir les niveaux de production actuels.
- Les prix élevés du gaz en 2005 ont mené à une activité de forage très vigoureuse et à l'escalade des coûts.
    - Aux inquiétudes au sujet de l'équilibre précaire entre l'offre et la demande et à la pression à la hausse exercée sur les prix, compte tenu des prix élevés du pétrole, se sont ajoutées, vers la fin de l'été de 2005, des perturbations majeures de l'approvisionnement à la suite de deux gros ouragans dans le golfe du Mexique. En outre, une vague de froid au début de l'hiver a encore amplifié les craintes ressenties et a porté les prix du gaz à plus de 15 $/MBTU en décembre.
    - En réaction aux prix élevés du gaz, le taux d'utilisation du parc d'appareils de forage du Canada au second semestre de 2005 a été de loin supérieur aux niveaux saisonniers types. Ce taux vigoureux a découlé aussi d'un souci de reprendre le temps perdu en raison d'un mois de juin particulièrement pluvieux et d'inondations en certains points du sud du BSOC. En raison de ce fort taux d'utilisation, le nombre de jours de forage ciblant du gaz s'est accru de 16 % en 2005.
    - À la vigueur des travaux de forage ciblant du gaz s'est greffé un accroissement des forages pétroliers dans l'Ouest canadien en réaction aux prix élevés du pétrole. La pression ainsi exercée de toutes parts sur le secteur du forage, alliée à la hausse des coûts de la main-d'œuvre, de l'acier et du combustible, a été à l'origine d'une augmentation annuelle des coûts de forage, selon diverses sources dans l'industrie, se situant autour de 15 %.

- Par ailleurs, la plus grande activité de forage a entraîné des retards du côté de la prestation de services essentiels comme les essais de puits, de même qu'à l'égard de la livraison de matériaux comme le tubage et le ciment. Ce repli d'efficacité s'est surtout fait sentir dans le sud-est du bassin, où le temps moyen consacré au forage d'un puits a augmenté de plus de 30 %. Le temps accru consacré à chaque puits a neutralisé certaines des incidences positives associées à l'élargissement du parc d'appareils de forage et à un taux d'utilisation élevé.

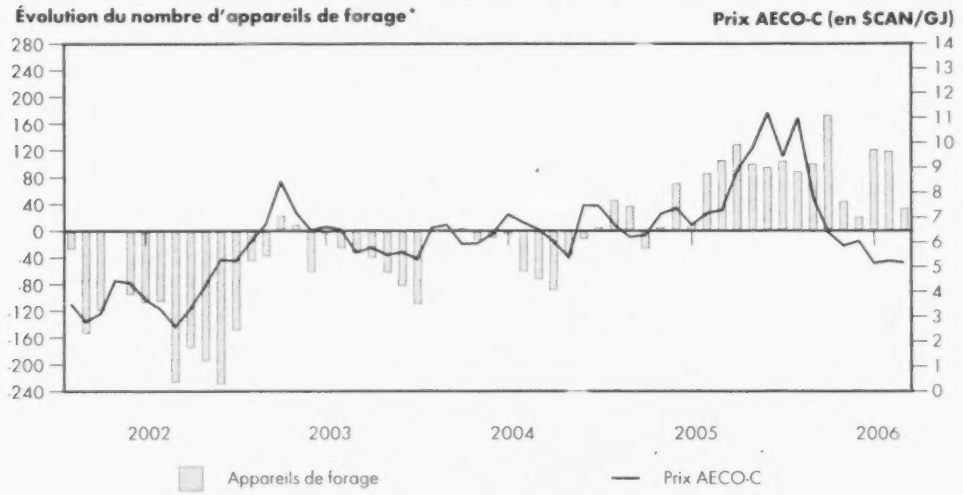
- L'accent placé sur les programmes de forage a continué d'avoir des répercussions en 2006.
  - En moyenne, presque 700 appareils de forage étaient actifs dans le BSOC au premier trimestre de 2006, soit une centaine de plus qu'au cours du même trimestre en 2005. Qui plus est, les conditions météorologiques ont été telles que le dégel du printemps en a été retardé, prolongeant d'environ trois semaines la saison des forages pendant l'hiver 2005-2006.
  - Les appareils de forage à grande profondeur ont été particulièrement actifs au premier semestre de 2006, avec une augmentation de l'activité de quelque 40 % par rapport à la même période de 2005.

- L'hiver 2005-2006 a été plutôt doux, ce qui a mené à un excédent de stockage et à la chute des prix.
  - Le temps très clément au début de 2006 a fait que les températures hivernales en Amérique du Nord ont été de 10 % supérieures à la moyenne et que ce continent a connu son troisième hiver le plus doux au cours des 55 dernières années. Ainsi, la demande moindre de gaz à des fins de chauffage a mené à un fort excédent de stockage à la fin de l'hiver 2005-2006. En raison de cette abondance, les prix du gaz ont reculé de plus de 50 % comparativement au sommet atteint en décembre.

- L'activité de forage dans le BSOC a commencé à ralentir en réaction aux prix du gaz.
  - La compression des marges, coincées entre le fléchissement des prix du gaz et la hausse des coûts de forage, a obligé les producteurs à freiner l'accroissement de l'activité de forage ciblant du gaz au second semestre de 2006. Par ailleurs, une partie de cette activité a été réorientée vers des zones pétrolières prometteuses afin de tirer parti de conditions économiques plus favorables dans ce secteur.
  - En général et tel qu'illustré à la figure 6.1, les activités de forage dans le BSOC ont suivi dans ses grandes lignes l'évolution des flux de trésorerie des producteurs (ces flux étant représentés par l'évolution des prix du gaz AECO-C). La viabilité économique des puits dont la durée de vie utile est courte au chapitre de la production dépend largement des prix à court terme et ce sont habituellement de tels puits qui sont les premiers touchés en cas de compression des marges. Ceci laisse croire que ce sont les forages gaziers à faible profondeur dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan qui seront les plus durement touchés au second semestre de 2006.
  - Il y a risque de nouvelles diminutions temporaires à l'égard des forages en Amérique du Nord pendant les mois de septembre et d'octobre 2006 si le stockage du gaz atteint son maximum bien avant le début de la saison des retraits en novembre et si aucun marché de remplacement important ne fait son apparition pour accueillir le gaz excédentaire. Dans ces conditions, un nouveau recul des prix de courte durée est possible, au même titre que certaines interruptions de la production pouvant avoir des conséquences sur les flux de trésorerie requis pour maintenir des niveaux élevés de forage.

FIGURE 6.1

Évolution du nombre d'appareils de forage dans le BSOC en fonction des prix du gaz



* Évolution du nombre d'appareils de forage actifs au cours d'un mois comparativement à la moyenne pour ce mois calculée sur la période de 2003 à 2005.

- Activités de forage et puits de gaz forés.
  - Le nombre total de puits de gaz forés en 2006 devrait augmenter de plus ou moins 8 % (1 520 puits) par rapport à 2005. La hausse est attribuable à l'élargissement du parc d'appareils de forage et à son fort taux d'utilisation au premier semestre de l'année. Le nombre prévu de jours de forage ciblant du gaz (y compris le MH) en 2006 devrait quant à lui être supérieur de 3,5 % à ce qu'il était en 2005.
  - La mise à jour des prévisions annuelles de forage effectuée en juin par la Canadian Association of Oil Well Drilling Contractors (CAODC) indique un accroissement similaire de 8 % pour ce qui est du nombre total de puits forés en 2006[1]. Au chapitre du nombre total de jours de forage ciblant du gaz et du pétrole, la CAODC s'attend à une augmentation de 1,3 % en 2006.
  - La mise à jour des prévisions de forage effectuée en juillet par la Petroleum Services Association of Canada (PSAC) est beaucoup plus négative et mentionne un recul de 7,5 % du nombre total de puits forés[2]. Compte tenu de la vigueur des forages au premier semestre de l'année, de telles prévisions laissent supposer d'importantes coupures à l'égard des forages à faible profondeur et ciblant du MH au second semestre de 2006.
  - Les forages ciblant du MH continuent de croître, mais plus lentement que ce qui avait été prévu précédemment. L'industrie a foré un peu plus de 2 800 puits de MH en 2005 et l'on s'attend à ce qu'elle en fore 3 100 en 2006, puis que ce nombre augmente graduellement jusqu'à 3 900 en 2008. Ce rythme de croissance est considérablement plus faible que ce qui avait été prévu dans l'ÉMÉ précédente, dans laquelle on avait avancé un chiffre de 5 400 puits de MH par année d'ici 2007.

1 Prévisions de la CAODC pour 2006 mises à jour le 14 juin et affichées sur le site www.caodc.ca/forecasts.htm

2 Communiqué de la PSAC du 27 juillet 2006 intitulé *Q2 Gas Prices Indicate Decrease for Drilling Activity, says PSAC* affiché sur le site www.psac.ca/media_centre/pdf/20060727.pdf

- Les forages gaziers à faible profondeur ne répondent pas aux attentes de 2005. Cependant, la croissance du parc d'appareils pour de tels forages et du secteur des services connexes devrait permettre de forer 6 400 puits de gaz dans le sud-est de l'Alberta en 2006 et 6 700 autres en 2007. Un modeste recul, à 6 500 nouveaux puits de gaz, est prévu pour 2008 alors que les perspectives de la zone deviennent plus limitées.
- L'activité en Colombie-Britannique passe de Fort Nelson à Fort St. John. Les forages gaziers autour de Fort St. John ont montré une vigueur inattendue (900 puits alors qu'on s'attendait à 700). On s'attend maintenant à ce que les forages gaziers prennent graduellement de l'ampleur pour atteindre 975 en 2008. Cette activité accrue pourrait augmenter la productibilité d'environ 2,8 Mm^3/j (100 Gpi^3/j) en 2006, puis celle-ci devrait se stabiliser à quelque 41 Mm^3/j (1 450 Mpi^3/j). On ne s'attend pas à ce que les forages gaziers dans la zone de Fort Nelson augmentent pendant la période de projection.

- La faiblesse des prix devrait être temporaire.
  - Le fléchissement des prix du gaz sur le marché nord-américain devrait être temporaire puisqu'il est impossible de dépasser la capacité de stockage (qui n'a pratiquement pas changé depuis un an) et que l'excédent s'effacera dès novembre avec le début de la saison de chauffage. À ce moment (en supposant un retour à des températures hivernales relativement normales), il est probable que l'équilibre généralement précaire qui a prévalu ces dernières années entre l'offre et la demande se réaffirmera. Les prix à terme du gaz à la bourse NYMEX pour les mois de l'hiver 2006-2007 rendent compte de cette attente, présentant une tendance à la hausse.
  - Une montée des prix pourrait bien renforcer l'intérêt à l'égard du gaz et lancer un nouveau cycle d'augmentations des activités/coûts de forage ainsi que des volumes de production. Une vigueur accrue des prix devrait mener à une hausse de 7 % des travaux de forage ciblant du gaz en 2007, puis à une nouvelle augmentation, mineure celle-là, de 1 % en 2008.
- La productibilité totale de gaz du Canada devrait croître de tout juste 1 % par année d'ici 2008.
  - La productibilité de gaz du Canada devrait demeurer plutôt stable pendant la période, présentant de faibles gains en 2006 et en 2007, puis un léger recul en 2008.
  - La productibilité de MH devrait s'accroître régulièrement d'un peu plus de 5,7 Mm^3/j (200 Mpi^3/j) chaque année. Même si ces chiffres sont inférieurs aux attentes de croissance annuelle se situant entre 7,0 et 8,5 Mm^3/j (entre 250 et 300 Mpi^3/j) présentées dans les perspectives précédentes de l'Office, les hausses de la productibilité de MH sont toujours en mesure d'amplement compenser pour les diminutions de celle de gaz classique. Les caractéristiques de faible diminution de la production des puits de MH devraient avoir un certain effet de stabilisation sur la productibilité du bassin à long terme.
  - C'est du côté ouest du bassin, plus profond, que le soutien à l'endroit de la production de gaz classique est le plus ferme. La productibilité dans la zone frontale des piémonts et celle des piémonts devrait augmenter de 4,2 Mm^3/j (150 Mpi^3/j) (3 %) en 2006, puis encore de 2,8 Mm^3/j (100 Mpi^3/j) au cours des deux années suivantes. De l'union de prix élevés du gaz, de techniques améliorées et d'une connaissance toujours plus approfondie du potentiel du bassin ainsi que des pratiques d'exploitation des ressources découle la mise en valeur de ressources de gaz classique situées plus

profondément dans des gisements plus étanches du côté ouest du bassin. Même si le taux de diminution initial de telles ressources gazières est habituellement marqué, la progression subséquente vers des taux de diminution très faibles pendant une fort longue durée de vie utile devrait avoir un effet stabilisateur sur la productibilité globale du bassin à long terme.

- Selon les perspectives énoncées, la productibilité du côté est du bassin, moins profond, devrait quant à elle reculer de quelque 4,2 Mm^3/j (150 Mpi^3/j) chaque année.
- Dans les secteurs intermédiaires du centre et du nord-ouest du bassin, on s'attend à ce que la productibilité de gaz classique ne bouge pas en 2006, puis se replie d'environ 4,2 Mm^3/j (150 Mpi^3/j) par année.
- Normalement, la contribution du Canada atlantique devrait suivre sa tendance à la baisse jusqu'à la fin de 2006, puis augmenter jusqu'à une moyenne de 14 Mm^3/j (500 Mpi^3/j) en 2007 grâce à l'ajout de compression au large et d'une nouvelle productibilité sur la terre ferme.

6.2 Enjeux

Il est à prévoir qu'un certain nombre d'enjeux clés influeront sur la productibilité de gaz au Canada pendant la période de projection.

- Incidences de la croissance des activités de forage gazier

  Une forte croissance des activités de forage dans le secteur gazier au cours du second semestre de 2005 et du premier de 2006 a mené à une hausse importante des coûts et à une certaine perte d'efficacité en raison de pénuries de main-d'œuvre d'expérience ainsi que de retards à l'égard de l'obtention de matériaux et de services essentiels.

  L'escalade des coûts est attribuable à des augmentations qui sont discrétionnaires et à d'autres qui ne le sont pas. Il faut s'attendre à des augmentations discrétionnaires, prenant la forme d'un accroissement des tarifs visant l'atteinte de marges supérieures, pendant les périodes où la demande de services et d'appareils de forage dépasse l'offre. L'industrie a réagi à de telles conditions en élargissant vigoureusement la taille du parc des appareils de forage. Comme ce fut le cas lors de périodes précédentes, il est probable que cette réaction soit à l'origine d'un surplus de capacité qui mènera à une réduction ou même à l'élimination des possibilités d'accroissements discrétionnaires des tarifs. Il pourrait déjà y avoir certains signes indiquant que l'élargissement récent et prévu du parc d'appareils de forage à faible profondeur dépasse les exigences actuelles.

  Les augmentations non discrétionnaires découlent d'un accroissement de certains frais engagés dans le secteur du forage comme pour la main-d'œuvre, l'acier et le combustible. Si ce n'est au moyen d'éventuelles améliorations technologiques, l'industrie est peu en mesure d'atténuer de telles hausses, imputables en grande partie à des facteurs externes.

  Un plus grand nombre de jours de forage par puits sans augmentation correspondante de la profondeur de ces puits dénote une moins grande efficacité à des niveaux d'utilisation élevés. On ignore la proportion de cette diminution d'efficacité pouvant être attribuable à des facteurs indirects comme des pénuries de matériaux, de services et de main-d'œuvre d'expérience, ni celle qui peut être le résultat de facteurs directs découlant de l'exploitation des appareils de forage sur une plus longue durée et dans des conditions plus difficiles, comme des pannes dues au report de travaux d'entretien ou à la fatigue de travailleurs. Les facteurs indirects peuvent être considérés le résultat d'une « crise de croissance » qui sera résolue quand les services de soutien finiront par répondre aux besoins. Quant aux facteurs

directs, ils sont moins ponctuels et il est plus probable que les problèmes soient réglés à l'atteinte d'une capacité suffisante permettant un retour à des taux d'utilisation plus proches de ceux qui prévalaient auparavant.

- Résolution de l'excédent de stockage

  Un enjeu de première importance pourrait être la mesure dans laquelle les prix fléchissent vers la fin de 2006 si l'on utilise la capacité de stockage maximale en Amérique du Nord avant le début de la saison de chauffage. Si de telles conditions devaient entraîner un recul précipité des prix ou d'importantes interruptions de la production gazière nord-américaine, les répercussions sur les flux de trésorerie de l'industrie pourraient mener à un ralentissement temporaire des activités de forage de puits de gaz. Il en irait de même en présence d'un autre hiver extrêmement doux. Mais il se pourrait bien que rien de cela n'arrive puisqu'un certain nombre de facteurs pourraient faire en sorte de réduire les surplus de stockage actuels, par exemple de nouvelles perturbations de l'approvisionnement à cause d'ouragans ou encore une vague de froid intense ou tôt dans la saison qui ferait augmenter la demande.

- Investissements en productibilité de gaz naturel et autres possibilités

  Au Canada, les entreprises du secteur amont peuvent réinvestir dans la productibilité de gaz ou investir ailleurs (p. ex., réinvestir dans le pétrole, investir à l'étranger ou dans des fiducies, ou racheter des actions). À ce jour, il semble que l'industrie réoriente certains des investissements, qui pourraient autrement servir à la mise en valeur de gaz, vers des projets à rendement plus élevé visant l'exploitation de pétrole classique, pour éponger des dépassements de coûts liés à des projets d'exploitation des sables bitumineux ou afin d'atténuer la pression exercée sur le secteur du forage de manière à freiner, si possible, l'escalade des coûts. L'écart relatif entre les prix du pétrole et ceux du gaz naturel est un facteur fondamental de la composition des investissements.

- Composition du parc d'appareils de forage du Canada

  Au Canada, l'industrie continue d'élargir son parc d'appareils de forage. Les récents ajouts indiquent une importance accrue accordée aux appareils pour grande profondeur par rapport à ceux qui visent une profondeur moyenne. Les premiers sont jugés plus polyvalents, dans le contexte des conditions qui prévalent au Canada, puisqu'ils sont capables de forer des puits du côté ouest du bassin, plus profond, ainsi que des puits horizontaux ciblant du MH Mannville ou du pétrole lourd. L'importance marquée accordée aux ajouts d'appareils de forage à faible profondeur et d'autres à tubage concentrique, visant le MH de Horseshoe Canyon et de gaz près de la surface, pourrait avoir fait en sorte que ces appareils aient temporairement dépassé les besoins en raison du récent ralentissement de la croissance des activités dans ces secteurs.

- Pénuries de main-d'œuvre

  Le secteur du forage au Canada est constamment aux prises avec le problème de doter en personnel les nouveaux appareils du parc. Les niveaux futurs de forage anticipés dans le BSOC exigeront une main-d'œuvre compétente et bien formée capable de travailler de façon sécuritaire, efficace et sans danger pour l'environnement. La capacité de l'industrie à élargir encore plus son parc d'appareils et à en étendre les niveaux d'utilisation dépendra en grande partie de la façon dont elle gérera toute question.

- Mise en valeur de ressources non classiques

  Le maintien de la productibilité actuelle et sa croissance éventuelle pourraient dépendre dans une large mesure du relèvement de certains défis techniques et économiques associés

à la mise en valeur des importantes ressources non classiques en place au Canada, qu'il s'agisse notamment du MH, du gaz de réservoirs étanches ou du gaz de schiste. La mise en valeur commerciale du MH de Horseshoe Canyon ne fait maintenant plus de doute. Celle des ressources plus étendues de MH Mannville débute à peine et on a fait un premier pas avec l'adoption de la technologie des puits horizontaux, sans toutefois encore connaître avec précision le degré d'efficacité de configurations ou schémas de forage particuliers. La variabilité des ressources en MH selon l'endroit où elles se trouvent aura très certainement des conséquences sur la possibilité de mettre en pratique certaines techniques et sur la viabilité commerciale de ces dernières. Le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schiste en des lieux où la perméabilité est faible pourraient nécessiter le forage de nombreux puits horizontaux pour dégager de ces importantes ressources en place des volumes rentables sur le plan commercial. Les contraintes propres à l'escalade des coûts pourraient devoir être gérées avant que des travaux de forage d'envergure suffisante puissent être menés.

- Productibilité sur la terre ferme au Canada atlantique

  Il faudra élargir la capacité de forage sur la terre ferme au Canada atlantique afin de pouvoir y accélérer le rythme de mise en valeur. La disponibilité d'appareils de forage supplémentaires permettrait une mise en valeur plus rapide des ressources découvertes. Des encouragements visant la construction de nouveaux appareils de forage sur la terre ferme au Canada atlantique comptent au nombre des avantages prévus dans le cadre du développement envisagé du projet Deep Panuke. La possibilité de soutenir la concurrence pratiquée par d'autres régions de manière à conserver ces appareils de forage constituera un facteur de poids pour ce qui est de la vitesse à laquelle le gaz classique et peut-être même le MH seront mis en valeur sur la terre ferme.

- Productibilité en mer au Canada atlantique

  Les progrès réalisés à l'égard du développement du projet Deep Panuke pourraient être la clé d'activités d'exploration supplémentaires au large de la côte Est. Les efforts déployés à l'échelle provinciale afin d'améliorer l'accès aux données sur les gisements et d'en assurer une meilleure compréhension pourraient relancer l'intérêt à l'endroit des ressources en mer.

6.3 Conclusions

L'Office entrevoit une légère diminution de la productibilité annuelle moyenne de gaz classique pendant la période de projection, qui devrait passer de 463 Mm^3/j (16,4 Gpi^3/j) en 2005 à 450 Mm^3/j (15,9 Gpi^3/j) en 2008. On prévoit que ce recul minime sera plus que neutralisé par la croissance de la productibilité de MH, laquelle devrait passer de 8 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j) en 2005 à 27 Mm^3/j (1,0 Gpi^3/j) en 2008.

La volatilité des prix sur le marché et l'escalade des coûts de l'industrie pourraient fort bien constituer deux considérations de taille, surtout à plus court terme. Il est probable que tout fléchissement important des prix dans le dernier tiers de 2006 sera temporaire, mais ses conséquences pourraient être de plus longue durée si les travaux de forage étaient alors substantiellement réduits.

L'industrie devra surmonter des obstacles majeurs pour réduire les coûts. L'escalade de certains coûts de l'industrie n'est pas discrétionnaire et traduit une pression à la hausse exercée par des produits essentiels comme l'acier et le combustible. Une telle pression est habituellement attribuable à des facteurs hors du contrôle de l'industrie et il est probable qu'elle ne se résorbera pas. L'industrie pourrait avoir davantage d'influence sur d'autres éléments de l'escalade des coûts, notamment à l'égard de l'élargissement continu du parc d'appareils de forage de façon à exercer une moins grande pression

sur le niveau d'utilisation. Les enjeux clés comprennent le recrutement et la formation d'effectifs plus nombreux, le retour aux gains d'efficacité antérieurs, ainsi que l'élargissement et l'amélioration des chaînes d'approvisionnement en matériaux et services.

Les perspectives de productibilité prennent en compte des niveaux d'exploitation élevés, mais inférieurs au maximum. Au second semestre de 2005 et au premier de 2006, de nouveaux plafonds d'utilisation maximale ont été établis pour le parc d'appareils de forage dans l'Ouest canadien. La croissance du parc est actuellement substantielle. La capacité de bien pourvoir en personnel les appareils de forage supplémentaires et d'assurer à ces appareils les matériaux et services voulus pour qu'ils fonctionnent de façon efficace constituera le principal obstacle à surmonter. Le maintien de bonnes relations avec les parties intéressées et de pratiques environnementales appropriées, compte tenu d'un parc élargi et d'un niveau d'utilisation plus élevé, sera un facteur déterminant. Si l'on y parvient, la capacité d'accroître considérablement les travaux de forage de puits de gaz devrait permettre de maintenir la productibilité.

La productivité initiale des nouveaux puits continue de perdre du terrain, ce qui nécessitera un nombre croissant de nouveaux puits chaque année simplement pour que la productibilité demeure constante. La diminution de la productivité des puits est attribuable au fait que le BSOC gagne en maturité. De grandes quantités de gaz demeurent inexploitées, mais les gisements sont de moindre envergure et exigeront plus de travail et d'effort pour l'ajout de chaque unité de productibilité.

La productibilité de MH compensera amplement les diminutions qui seront enregistrées pendant la période, au chapitre des sources de gaz classique. Même avec l'escalade des coûts de forage, la mise en valeur des gisements de Horseshoe Canyon devrait continuer de prendre de l'ampleur. Des progrès techniques en vue de l'exploitation du MH Mannville ont été réalisés grâce aux forages horizontaux, de sorte que ce méthane contribuera faiblement mais toujours davantage à la productibilité pendant la période visée.

La productibilité au Canada atlantique augmente à partir de sources en mer et sur la terre ferme. L'ajout de compression au large est en cours pour le projet de l'île de Sable et la production sur la terre ferme, au Nouveau-Brunswick, est en voie d'être reliée au réseau de transport. L'ajout de compression pour le projet de l'île de Sable devrait permettre de réduire les mouvements de production récents associés à l'exploitation cyclique des puits. Le projet Deep Panuke pourrait reprendre vie et constituer une source future de productibilité.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	Année associée à l'« entrée en production » d'un raccordement.
Appareil de forage pour faibles profondeurs	Appareil d'une capacité égale ou inférieure à 1 850 m.
Appareil de forage pour grandes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 3 050 m.
Appareil de forage pour moyennes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 1 850 m, à concurrence de 3 050 m inclusivement.
Catégories d'appareils de forage	Répartition des appareils de forage du parc du BSOC selon qu'ils peuvent atteindre de faibles, de moyennes ou de grandes profondeurs.
Date de démarrage de forage	Date à laquelle démarre le forage d'un puits.
Forage ciblant du gaz	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de gaz classique, à l'exclusion du gaz dissous.
Forage ciblant du MH	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de MH.
Gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement, exception faite du MH.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale.
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole.
Groupes de ressources de MH	Trois regroupements de ressources de MH constitués aux fins de l'évaluation de la productibilité de MH au Canada. Les groupes de ressources de MH sont décrits en détail au chapitre 2 du présent rapport.
Jour de disponibilité	Chaque jour de l'année pour chacun des appareils de forage. L'affectation sur l'année des appareils de forage du parc du BSOC entre les diverses zones d'étude donne un nombre total de jours de disponibilité pour l'année dans chaque zone.
Jours de forage	Nombre de jours pendant lesquels un appareil est utilisé pour forer un puits calculé comme suit : date d'achèvement du forage moins la date de démarrage plus 1.

MH	Méthane de houille
Mois de production normalisé	Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, le nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement.
Parc d'appareils de forage du BSOC	Partie du parc d'appareils de forage du Canada jugée, par l'ONÉ, comme œuvrant surtout en Alberta, en C.-B. et dans l'ouest de la Saskatchewan. En sont exclus les appareils de forage du parc du Canada jugés, par l'ONÉ, comme œuvrant surtout dans l'est de la Saskatchewan, l'Est du Canada (en mer et sur la terre ferme) et le Nord canadien (voir l'annexe A.1 pour des détails supplémentaires à ce sujet).
Parc d'appareils de forage du Canada	Appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire *Rig Locator*.
Période de projection	Du 1er janvier 2006 au 31 décembre 2008
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un gisement, d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.
Profondeur atteignable	Capacité (en mètres) de chacun des appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire *Rig Locator*.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Raccordement	Complétion d'un puits, à l'intérieur d'un ou de plusieurs horizons géologiques, pour lequel on a signalé la production de pétrole et/ou de gaz naturel.
Raccordement existant	En production avant le 1er janvier 2006
Raccordement futur	En production à compter du 1er janvier 2006
Raccordement moyen	S'applique aux raccordements pour le gaz comme à ceux pour le MH et représente la moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements (gaz ou MH) effectués au cours d'une année à l'intérieur d'une zone géographique. Les données de production d'un raccordement moyen dans un groupe quelconque (zone/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements d'un groupe, par mois de production normalisé]/[nombre total de raccordements dans le groupe].
Raccordement pour le gaz	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du gaz classique. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour le MH	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du MH.

Raccordement pour le pétrole	Raccordement à l'origine de la production de pétrole NON considéré comme tiré des sables bitumineux. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour les sables bitumineux	Raccordement à l'origine de la production de pétrole considéré comme tiré des sables bitumineux.
Ressource ciblée	Pétrole classique, gaz classique, MH ou pétrole tiré des sables bitumineux. Dans cette ÉMÉ, on juge que le forage de chaque puits vise l'exploitation de l'une ou l'autre des ressources ciblées.
Ressources en place	Ressources dont on a estimé l'existence en place ou au lieu d'origine.
Taux de diminution	Réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Ce taux s'exprime de différentes façons. Dans la présente ÉMÉ, on utilise la **diminution exponentielle** pour définir les caractéristiques de diminution de la production des puits. Le positionnement du taux de production par rapport à la production cumulative donne alors une ligne droite; la pente de cette ligne représente le taux **nominal** de diminution (exprimé dans le présent rapport sous forme de fraction par année). Le taux réel de diminution correspond à la baisse de production divisée par le taux de diminution initial. On peut le convertir en taux nominal comme suit : taux nominal de diminution = -ln(1 – taux réel de diminution).
Usine de chevauchement	Usine de traitement du gaz en Alberta qui transforme le gaz commercialisable acheminé par les grands pipelines de façon à en extraire les liquides de gaz naturel, produisant ainsi un gaz destiné à être exporté en dehors de l'Alberta avec un contenu calorifique moindre que le gaz commercialisable transporté dans les grands pipelines en Alberta.
Utilisation dans le bassin	S'agissant du BSOC, l'utilisation dans le bassin se rapporte aux extractions de gaz commercialisable en Alberta, en C.-B. et en Saskatchewan.
Utilisation des appareils de forage	Dans cette ÉMÉ, s'applique aux appareils de forage du parc du BSOC. L'utilisation est calculée en divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de disponibilité. L'utilisation est établie de façon distincte pour chaque catégorie d'appareils et chaque zone d'étude dans le BSOC, tel que précisé à l'annexe A.4.
Zone d'étude	Zone du BSOC définie à la figure 2.2 de la présente ÉMÉ.

Zone de la formation principale de Horseshoe Canyon	Ensemble de cantons dans le centre de l'Alberta recouvrant plus ou moins les secteurs de la région houillère de Horseshoe Canyon où la concentration de gaz, par section, est supérieure à 2 Gpi^3, tel qu'illustré à la figure 27 U2 du rapport *Natural Gas Potential in Canada 2005 – Volume 4* publié par le comité canadien du potentiel gazier. La zone de la formation principale de Horseshoe Canyon est illustrée à l'annexe C.1.a.
Zone du projet Corbett	Bloc de 24 cantons dont le point central approximatif est le canton 62 5W5 et décrit dans l'exposé intitulé *The Corbett CBM Field: An Emerging Giant Gas Field* présenté à l'occasion du congrès annuel de la CSUG en novembre 2005. La zone du projet Corbett est illustrée à l'annexe C.1.b.

A N N E X E S

Le lecteur est prié de consulter le site http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2006_2008_f.htm

A. Analyse portant sur l'établissement du nombre de raccordements futurs pour le gaz

1. Composition du parc d'appareils de forage du Canada
   Emplacement hebdomadaire des appareils en fonction de groupes définis
   a) Appareils de forage du BSOC
   b) Appareils de forage de l'est de la Saskatchewan
   c) Appareils de forage du Nord canadien
   d) Appareils de forage en mer de la côte Est
   e) Appareils de forage sur la terre ferme de l'Est du Canada

2. Parc d'appareils de forage du BSOC
   Graphiques de la croissance passée et projetée par catégorie
   a) Faible profondeur
   b) Moyenne profondeur
   c) Grande profondeur
   d) Tous les appareils

3. Parc d'appareils de forage du BSOC
   Affectation des jours de disponibilité selon les zones d'étude
   a) Relevé hebdomadaire des appareils de forage répartis entre les trois grandes régions géographiques (Nord, Sud et Ouest)
      i. Faible profondeur
      ii. Moyenne profondeur
      iii. Grande profondeur
   b) Tableaux d'affectation annuelle passée et projetée des jours de disponibilité selon les zones d'étude
      i. Faible profondeur
      ii. Moyenne profondeur
      iii. Grande profondeur

4. Tableaux d'utilisation passée et projetée des appareils de forage

   a) Faible profondeur

   b) Moyenne profondeur

   c) Grande profondeur

5. Tableaux des cibles de forage passées et projetées

   a) Faible profondeur

   b) Moyenne profondeur

   c) Grande profondeur

6. Journées de forage par puits selon la cible et la zone d'étude

   a) Faible profondeur

   b) Moyenne profondeur

   c) Grande profondeur

7. Niveaux d'activité passés et projetés dans chacune des zones d'étude pour les puits ciblant du gaz et du MH

   a) Tableau sur les jours de forage

   b) Tableau sur les puits

8. Ratio des raccordements annuels au nombre de puits forés chaque année

   a) Puits ciblant du gaz selon la zone d'étude

   b) Puits ciblant du MH selon le regroupement de ressources de MH

9. Fraction des raccordements annuels pour le gaz selon le mois et la zone d'étude

   a) Gaz classique – Tableaux

      Graphiques pour chaque zone d'étude

   b) MH – Tableaux

      Graphiques pour les zones du sud-est et du centre de l'Alberta applicables à la formation principale de Horseshoe Canyon

B. Analyse portant sur le rendement de la production

1. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants dans le BSOC

   a) Gaz classique – par zone d'étude et année de raccordement dans le cas du gaz non dissous, ainsi que par zone d'étude dans le cas du gaz dissous

   b) MH – par regroupement de ressources de MH et année de raccordement

2. Paramètres du rendement passé et projeté pour les raccordements moyens par année de raccordement et zone d'étude

   a) Raccordements de puits de gaz classique par année de raccordement et zone d'étude

   b) Raccordements pour le MH par année de raccordement et regroupement de

ressources de MH

3. Tendance de la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz selon la zone d'étude

   - Annexes B.3.a à B.3.l – graphiques illustrant la tendance au fil du temps de la productivité initiale pour les raccordements de puits de gaz classique dans chaque zone d'étude

4. Graphiques de rendement (taux et production cumulative) à l'égard des raccordements moyens passés et projetés pour le gaz dans chacune des zones d'étude

   - Annexes B.4.a à B.4.l – graphiques illustrant les profils de production des raccordements moyens pour le gaz classique selon les années de raccordement dans chaque zone d'étude

C. Analyse du méthane de houille (MH)

1. Cartes des regroupements des ressources de MH

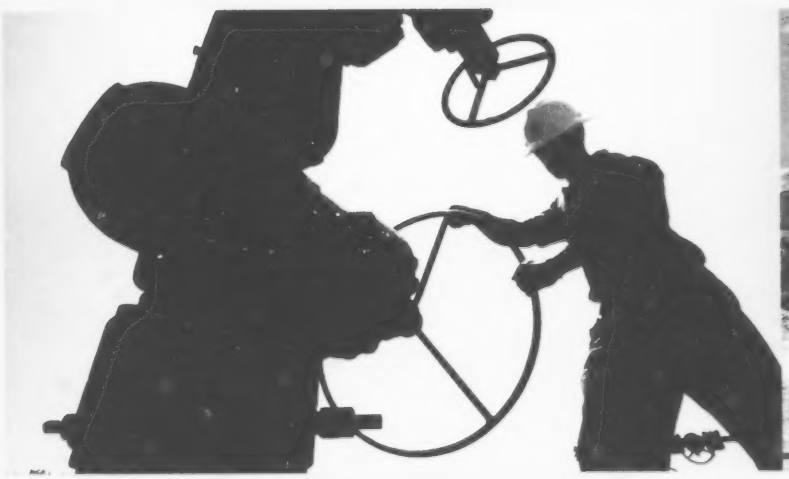
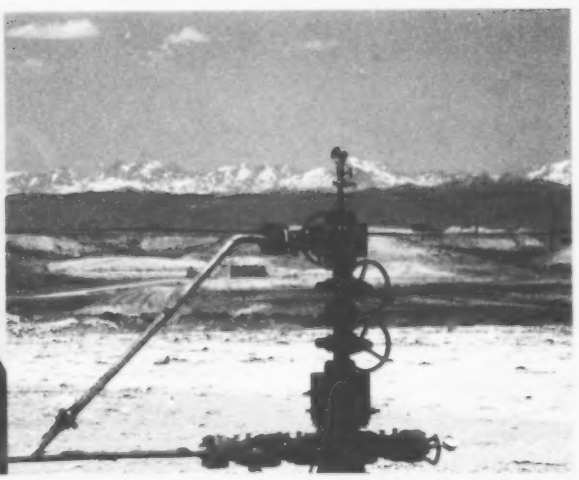
   a. Zone de la formation principale de Horseshoe Canyon et mise en valeur

   b. Ressources de MH Mannville et mise en valeur

   c. Mise en valeur d'autre MH

2. Graphiques de rendement des raccordements moyens pour le MH – passés et projetés

   a. Formation principale de Horseshoe Canyon

   b. MH Mannville

   c. Autre MH